



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

Estudio de la viabilidad de una fábrica autónoma mediante el uso de energías renovables y diseño de la instalación solar fotovoltaica

Autor:

Sorin Gheorghe Scrob

Director:

Santiago Bogarra

Proyecto para el grado en
Ingeniería Electrónica y Automática

Departamento de ingeniería eléctrica

Escola Superior d'Enginyeries Industrial Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa
(ESEIAAT)

Terrassa, 27 de abril, 2020



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa



***A mis padres,
Dorel Scrob y Ela Scrob***



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

RESUMEN

El presente TFG abordará el diseño de una instalación fotovoltaica aislada de la red con la finalidad de cubrir las necesidades energéticas de una fábrica. El objetivo principal es conseguir su completa autonomía sin la necesidad de estar conectada a la red eléctrica convencional, dimensionando y justificando todos los elementos necesarios para satisfacer en todo momento las demandas energéticas. Para ello, se necesitará conocer los consumos propios de la fábrica, la normativa vigente y su emplazamiento.

Durante este proyecto se desarrollarán los aspectos técnicos y formales para la implementación de una instalación solar fotovoltaica como única fuente de abastecimiento de energía, por lo que el dimensionado priorizará la necesidad de garantizar el abastecimiento en todo momento. Se analizará en detenimiento la evolución del estado de carga de las baterías como punto de vital importancia, pues son el componente más costoso de una instalación fotovoltaica aislada y un dimensionado escaso provocará que se acorte su vida útil.

Bajo estas premisas se analizará la viabilidad técnica y económica del proyecto adoptando las medidas necesarias con el fin de aumentar la rentabilidad a largo plazo. En el caso de no ser viable se presentarán alternativas a este planteamiento inicial.

ABSTRACT

This TFG will address the design of an isolated photovoltaic installation in order to cover the energy needs of a factory. The main objective is to achieve complete autonomy without the need to be connected to the conventional electricity grid, sizing and justifying all the elements necessary to cover the energy demands at all times. For this, it will be necessary to know the factory's own consumption, current regulations and its location.

During this project, the technical and formal aspects for the implementation of a photovoltaic solar installation will be developed as the only source of energy supply, so the dimensioning will prioritize the need to guarantee the supply at all times. The evolution of the state of charge of the batteries as a point of vital importance will be analyzed in detail, since they are the most expensive component of an isolated photovoltaic installation and a scarce dimensioning will cause its useful life to be shortened.

Under these premises, the technical and economic viability of the project will be analyzed by adopting the necessary measures in order to increase long-term profitability. In the case of not being viable, alternatives to this initial approach will be presented.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa



ÍNDICE GENERAL

LISTADO DE FIGURAS	i
LISTADO DE TABLAS	ii
MEMORIA DESCRIPTIVA	Pág.1
MEMORIA JUSTIFICATIVA	Pág.56
BIBLIOGRAFÍA	Pág.157
ANEXOS	Pág.159-170



LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1. Efecto invernadero. Fuente: UNEP/GRID Arendal.	7
FIGURA 2. Anomalías en la temperatura global (1880-2020). Fuente: NASA's Goddard Institute for Space Studies (GISS)	8
FIGURA 3. Relación de la temperatura global y las emisiones de CO ₂ (1880-2019). Fuente: NASA's Goddard Institute for Space Studies (GISS), NOAA NCEI, ESRL.	9
FIGURA 4. Objetivos energéticos 2020 UE. Fuente: Eurostat	12
FIGURA 5. Avances hacia el cumplimiento de los objetivos europeos de 2020 y 2030. Fuente: Eurostat	13
FIGURA 6. Izquierda del gráfico: Total emisiones gases efecto invernadero (excl. aviación internacional) 1990-2018 (índice 1990 = 100%). Derecha del gráfico: Emisiones totales gases de efecto invernadero por sector, 1990-2017, expectativas 2018-2030. Fuente: Comisión Europea.....	15
FIGURA 7. Dependencia energética, comparativa España y la UE, 2008-2018 (excl. energía nuclear). Fuente: Elaboración propia (datos Eurostat)	16
FIGURA 8. Clasificación energías renovables. Fuente: Elaboración propia	19
FIGURA 9. Ejemplo en vivienda unifamiliar. Fuente: Autosolar	21
FIGURA 10. Central solar de torre (Noor Power Station, Marruecos). Fuente: www.solarvest.my	22
FIGURA 11. Parque eólico en la localidad de Ágreda, Soria. Fuente: www.evwind.com	22
FIGURA 12. Presa de Aldeadávila (Salamanca). Fuente: www.expansion.com	23
FIGURA 13. Central geotérmica en Islandia. Fuente: www.geotermia.ch	24
FIGURA 14. Central eléctrica mareomotriz en el estuario del río Rance. Fuente: www.republica.com	25
FIGURA 15. Central undimotriz en el Puerto de Pecém, Brasil. Fuente: www.energíasrenovadas.com	25
FIGURA 16. Concepto simplificado de generación por ósmosis retardada por presión. Fuente: www.saaei.org	27
FIGURA 17. Órbita terrestre alrededor del Sol. Fuente: www.astrosurf.com	30
FIGURA 18. Irradiancia solar recibida por la Tierra. Fuente: Apuntes Universidad Politécnica de Catalunya	31
FIGURA 19. Propagación de los rayos solares. Fuente: Apuntes Universidad Politécnica de Catalunya	34
FIGURA 20. Representación de la incidencia de un fotón sobre el electrón de un átomo. Fuente: www.areatecnologia.com	35
FIGURA 21. Formación diodo de silicio de unión p-n. Fuente: Apuntes Universidad Politécnica de Catalunya	36
FIGURA 22. Evolución anual y valor acumulado de la potencia instalada fotovoltaica mundial. Fuente: Informe anual 2019 UNEF	38
FIGURA 23. Evolución de los costes del carbón y las energías renovables (eólica-solar). Fuente: Informe anual 2019 UNEF	39
FIGURA 24. Potencia fotovoltaica acumulada en Europa en el año 2018 (GW). Fuente: Informe anual 2019 UNEF	40
FIGURA 25. Potencia fotovoltaica acumulada en Europa (GW). Fuente: Solar Power Europe	41
FIGURA 26. Nueva potencia instalada fotovoltaica en Europa, años 2018-2019. Fuente: Solar Power Europe	42
FIGURA 27. Elementos de un panel fotovoltaico. Fuente: www.uajen.com	44
FIGURA 28. Controlador de carga MPPT Victron Energy, modelo BlueSolar MPPT 12/24/36/48V 150V/35. Fuente: www.monsolar	48
FIGURA 29. Relación ciclos carga/descarga y profundidad descarga. Fuente: www.sfe-solar.com	50
FIGURA 30. Esquema de montaje tipo T de una instalación aislada con acumulación. Fuente: www.cenitsolar.com	54
FIGURA 31. Irradiancia global media (KWh/m ² /día) en España. Fuente: Informe AEMET	59
FIGURA 32. Temperaturas medias anuales (máximos y mínimos) Viator. Fuente: www.meteoblue.com	60
FIGURA 33. Temperaturas medias anuales (máximos y mínimos) Viator. Fuente: www.meteoblue.com	61
FIGURA 34. Estado medio de carga durante un año. Fuente: datos PVsyst	87
FIGURA 35. Estado de carga por horas para el mes de enero. Fuente: datos PVsyst	88
FIGURA 36. Estado de carga por horas para el mes de febrero. Fuente: datos PVsyst	89
FIGURA 37. Estado de carga por horas para el mes de marzo. Fuente: datos PVsyst	89
FIGURA 38. Estado de carga por horas para el mes de abril. Fuente: datos PVsyst	90
FIGURA 39. Estado de carga por horas para el mes de mayo. Fuente: datos PVsyst	90
FIGURA 40. Estado de carga por horas para el mes de junio. Fuente: datos PVsyst	91
FIGURA 41. Estado de carga por horas para el mes de julio. Fuente: datos PVsyst	91

FIGURA 42. Estado de carga por horas para el mes de agosto. Fuente: datos PVsyst	92
FIGURA 43. Estado de carga por horas para el mes de septiembre. Fuente: datos PVsyst	92
FIGURA 44. Estado de carga por horas para el mes de octubre. Fuente: datos PVsyst	93
FIGURA 45. Estado de carga por horas para el mes de noviembre. Fuente: datos PVsyst	93
FIGURA 46. Estado de carga por horas para el mes de diciembre. Fuente: datos PVsyst	94
FIGURA 47. Estado de carga por horas para el mes de enero (propuesta). Fuente: datos PVsyst	103
FIGURA 48. Estado de carga por horas para el mes de febrero (propuesta). Fuente: datos PVsyst	104
FIGURA 49. Estado de carga por horas para el mes de marzo (propuesta). Fuente: datos PVsyst	105
FIGURA 50. Estado de carga por horas para el mes de abril (propuesta). Fuente: datos PVsyst	105
FIGURA 51. Estado de carga por horas para el mes de mayo (propuesta). Fuente: datos PVsyst	106
FIGURA 52. Estado de carga por horas para el mes de junio (propuesta). Fuente: datos PVsyst	107
FIGURA 53. Estado de carga por horas para el mes de julio (propuesta). Fuente: datos PVsyst	107
FIGURA 54. Estado de carga por horas para el mes de agosto (propuesta). Fuente: datos PVsyst	108
FIGURA 55. Estado de carga por horas para el mes de septiembre (propuesta). Fuente: datos PVsyst	109
FIGURA 56. Estado de carga por horas para el mes de octubre (propuesta). Fuente: datos PVsyst	109
FIGURA 57. Estado de carga por horas para el mes de noviembre (propuesta). Fuente: datos PVsyst	110
FIGURA 58. Estado de carga por horas para el mes de diciembre (propuesta). Fuente: datos PVsyst	111
FIGURA 59. Relación número de ciclos batería y la profundidad de descarga. Fuente: Ficha técnica fabricante	112
FIGURA 60. Energía consumida por cada mes del año. Fuente: Ficha Elaboración propia	123
FIGURA 61. Precio del kWh para consumidores no domésticos con consumos anuales entre 500MW-2500MW, 2015-2019 (datos bianuales). Fuente: Eurostat.....	124
FIGURA 62. Ingresos acumulados estimados (€). Fuente: Elaboración propia.....	125
FIGURA 63. Amortización de la instalación aislada en un plazo de 30 años. Fuente: Elaboración propia	127
FIGURA 64. Hoja técnica inversor SUNNY TRIPOWER 60. Fuente: Ficha técnica fabricante	131
FIGURA 65. Amortización de la instalación de autoconsumo con excedentes en un plazo de 30 años. Fuente: Elaboración propia	153

LISTADO DE TABLAS

TABLA 1. Tipos de combustibles obtenidos de la biomasa. Fuente: Elaboración propia	28
TABLA 2. Valores de la reflectividad (ρ) en diferentes superficies. Fuente: Elaboración propia	33
TABLA 3. Potencia nominal elementos célula M87-IDRA. Fuente: Elaboración propia	64
TABLA 4. Consumos por hora elementos células M87-IDRA. Fuente: Elaboración propia	65
TABLA 5. Consumos diarios totales por cada hora del día. Fuente: Elaboración propia	66
TABLA 6. Consumos diarios totales corregidos por cada hora del día. Fuente: Elaboración propia	67
TABLA 7. Relación Consumos/Radiación para diferentes inclinaciones. Fuente: Elaboración propia	71
TABLA 8. Comparativa estados medios de carga de las baterías primer planteamiento y propuesta Fuente: Elaboración propia, datos PVsyst	102
TABLA 9. Estimación ciclos de vida de las baterías, comparativa de las propuestas. Fuente: Elaboración propia	119
TABLA 10. Componentes básicos de la instalación fotovoltaica aislada. Fuente: Elaboración propia	120
TABLA 11. Costes de los componentes principales de la instalación fotovoltaica aislada. Fuente: Elaboración propia.....	121
TABLA 12. Resumen del presupuesto total. Fuente: Elaboración propia.....	122
TABLA 13. Resumen de los costes y beneficios anuales de la instalación aislada. Fuente: Elaboración propia	128
TABLA 14. Datos módulo FV (SW 300 MONO). Fuente: Ficha técnica del fabricante, elaboración propia	133
TABLA 15. Temperaturas máxima y mínima registrada en Viator. Fuente: AEMET	134
TABLA 16. Datos del inversor SUNNY TRIPOWER 60. Fuente: Ficha técnica fabricante, elaboración propia.....	136
TABLA 17. Componentes básicos de la instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Elaboración propia	145
TABLA 18. Costes de los componentes principales de la instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Elaboración propia.....	146
TABLA 19. Resumen del presupuesto total instalación conectada a red. Fuente: Elaboración propia.....	147
TABLA 20. Balances de energía. Fuente: Ficha Elaboración propia, datos PVsyst.....	148
TABLA 21. Evolución precio venta del MWh en la última década. Fuente: Elaboración propia, datos OMIE	150
TABLA 22. Datos presupuestarios de partida de la instalación de autoconsumo con excedentes. Fuente: Elaboración propia.....	152
TABLA 23. Resumen de los costes y beneficios instalación autoconsumo con excedentes. Fuente: Elaboración propia	154

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE MEMORIA DESCRIPTIVA

CAPÍTULO 1.	INTRODUCCIÓN.....	4
	1.1 Objeto y alcance	4
	1.2 Antecedentes.....	5
CAPÍTULO 2.	PROBLEMÁTICA AMBIENTAL. CAMBIO CLIMÁTICO	6
	2.1 El gran reto.....	6
	2.1.1 La lucha Internacional contra el cambio climático.....	8
	2.1.2 Protocolo de Kioto.....	10
	2.1.3 Objetivos energéticos 20-20-20.....	11
	2.1.3.1 Unión Europea.....	11
	2.1.3.2 España.....	14
	2.2 Energías Renovables.....	18
CAPÍTULO 3.	ESTADO DEL ARTE.....	19
	3.1 Introducción a las energías renovables.....	19
	3.2 Principales tipos de energías renovables.....	20
	3.2.1 Energía solar.....	20
	3.2.2 Energía eólica.....	22
	3.2.3 Energía hidráulica	23
	3.2.4 Energía geotérmica	24
	3.2.5 Energía mareomotriz.....	24
	3.2.6 Energía undimotriz	25
	3.2.7 Potencia osmótica (energía azul)	26
	3.2.8 Biomasa.....	28
	3.3 El Sol como fuente de energía.....	29
	3.3.1 La geometría solar.....	29
	3.3.2 Terminología.....	31
	3.3.3 Radiación solar.....	34
	3.3.4 El efecto fotovoltaico.....	35
	3.3.5 Las células fotovoltaicas.....	36
	3.4 Situación actual de la energía solar fotovoltaica.....	37

3.4.1 La energía solar fotovoltaica en el mundo.....	37
3.4.2 La energía solar fotovoltaica en Europa.....	39
3.4.3 La energía solar fotovoltaica en España.....	40
 CAPÍTULO 4. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	43
4.1 Paneles fotovoltaicos.....	43
4.1.1 Tipo de módulos fotovoltaicos.....	46
4.2 Regulador de carga.....	47
4.3 Inversor.....	48
4.4 Baterías.....	49
4.5 Grupo electrógeno.....	51
4.6 Otros elementos.....	51
4.6.1 Cableado.....	51
4.6.2 Conexiones.....	51
4.6.3 Protecciones.....	52
 CAPÍTULO 5. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	53
5.1 Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red.....	53
5.2 Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.....	54

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de final de grado se titula “*Estudio de la viabilidad de una fábrica autónoma mediante el uso de energías renovables y diseño de la instalación solar fotovoltaica*” y está realizado por el estudiante Sorin Gheorghe Scrob y dirigido por el Dr. Santiago Bogarra Rodríguez.

1.1 Objeto y alcance

Durante el desarrollo de este proyecto se pretende diseñar, justificar una instalación solar fotovoltaica aislada destinada a suministrar la energía eléctrica de una fábrica de mecanizado e inyección de aluminio formada por dos células de trabajo *M87-IDRA*, propiedad de la empresa CIE Automotive en Vilanova i la Geltrú.

La instalación estará ubicada en Viator, polígono industrial la Juaida, en la provincia de Almería con una superficie del terreno disponible de 58.000 m².

En el presente estudio se analizarán los siguientes aspectos:

- Los principios de funcionamiento de la tecnología solar fotovoltaica.
- Diseñar una instalación aislada de la red con el objetivo de garantizar la completa autonomía de la fábrica.
- Justificar los elementos que forman parte de la instalación fotovoltaica.
- Realizar un estudio de la viabilidad económica en base a las condiciones fijadas a lo largo del proyecto.
- Plantear alternativas en el caso de que la implementación de la instalación aislada no sea viable.

1.2 Antecedentes

En la actualidad, uno de los retos más importantes al que debemos enfrentarnos es el *cambio climático*. El aumento constante de la población mundial y dependencia de los combustibles fósiles, que ven sus precios incrementándose cada día, han hecho que la generación y obtención de energía sea una de las prioridades más inmediatas para los países en todo el mundo. Es por estas razones que se requiere encontrar soluciones basadas en modelos energéticos más sostenibles, de esta manera, la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables ha experimentado un auge notable en los últimos años.

En el presente proyecto se estudiará en más detalle la tecnología actual que permite aprovechar la energía procedente del Sol y se desarrollarán los aspectos técnicos necesarios para la implementación de una central solar fotovoltaica aislada de la red.

CAPÍTULO 2. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL. CAMBIO CLIMÁTICO

2.1 El gran reto

En la actualidad, uno de los retos más importantes al que debemos enfrentarnos es el *cambio climático*. El aumento constante de la población mundial y dependencia de los combustibles fósiles, que ven sus precios incrementándose cada día, han hecho que la generación y obtención de energía sea una de las prioridades más inmediatas para los países en todo el mundo.

Desde mediados del siglo XVIII con la *Revolución Industrial*, el ser humano ha experimentado grandes desarrollos y avances en todos los aspectos de su existencia. Este frenético avance hasta nuestros días nos ha permitido crear un nuevo mundo, adaptado y ajustado a nuestras necesidades como especie, por desgracia, esta revolución no solo aportó beneficios. La combustión de los combustibles fósiles emite gases a la atmósfera: dióxido de carbono, metano, vapor, óxido de nitrógeno y ozono. Estos gases son los llamados gases de efecto invernadero y son los principales causantes del cambio climático.

El término “cambio climático” hace referencia a la variación del sistema climático de la Tierra. Estos cambios climáticos han ocurrido de forma natural a lo largo de millones de años desde la formación terrestre por diversas causas, como cambios debidos a variaciones en la radiación solar, los parámetros orbitales, periodos de mayor actividad volcánica o impactos de meteoritos. La comunidad científica, en su amplia mayoría, atribuye el cambio climático actual a la actividad humana a través de las emisiones de los gases de *efecto invernadero*.

El “*efecto invernadero*” consiste en la elevación de la temperatura del planeta provocada por la acción de un determinado grupo de gases, que absorben y retienen la radiación infrarroja, produciendo de esta manera un aumento de temperatura en la superficie de la Tierra. Este efecto es de gran importancia para la existencia de vida en el planeta.

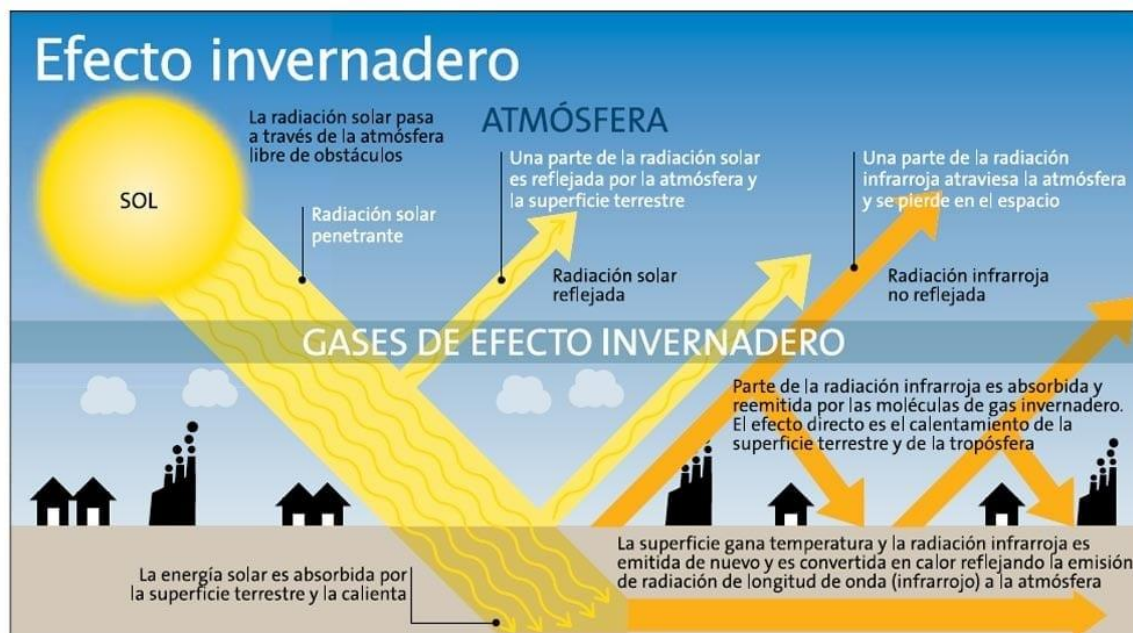


FIGURA 1. Efecto invernadero. Fuente: UNEP/GRID Arendal.

El problema radica en que, debido a la acción humana desde la *Revolución Industrial*, la emisión de los gases de efecto invernadero a la atmósfera se ha incrementado de manera sustancial, dando como resultado un aumento en la absorción de la radiación infrarroja y, por consiguiente, un aumento de la temperatura media de la Tierra. Este desequilibrio provocado por las actividades humanas afecta a la capacidad regenerativa de la atmósfera para eliminar el dióxido de carbono, que es el principal causante del efecto invernadero, siendo además el que más se emite.

Los efectos producidos y más perjudiciales debidos al calentamiento global son los siguientes:

- Aumento de las temperaturas medias del planeta.
- Aumento del nivel del mar (deshielo continental)
- Pérdida de biodiversidad (destrucción de ecosistemas)
- Aumento de los incendios
- Desertización
- Fenómenos meteorológicos extremos, como tormentas y huracanes.

2.1.1 La lucha Internacional contra el cambio climático

El cambio climático constituye un reto a nivel global, sus causas y efectos constituyen una problemática creciente que requiere una respuesta conjunta de todos los países, basada en la colaboración y acuerdos multilaterales para garantizar la efectividad de las medidas necesarias en el esfuerzo de reducir y frenar el cambio climático.

Dentro de este marco global, la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (CMNUCC) creada en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y que entró en vigor el 21 de marzo de 1994, pretende entre otras cosas, lograr la estabilización y reducción de las concentraciones de los gases de efecto invernadero y reforzar la conciencia pública a escala mundial de los problemas relacionados con el cambio climático.

Debido a las altas concentraciones de gases de efecto invernadero, la Tierra alcanza temperaturas medias más elevadas. La figura 2 muestra las anomalías de las temperaturas promedio desde el año 1880 hasta la actualidad.

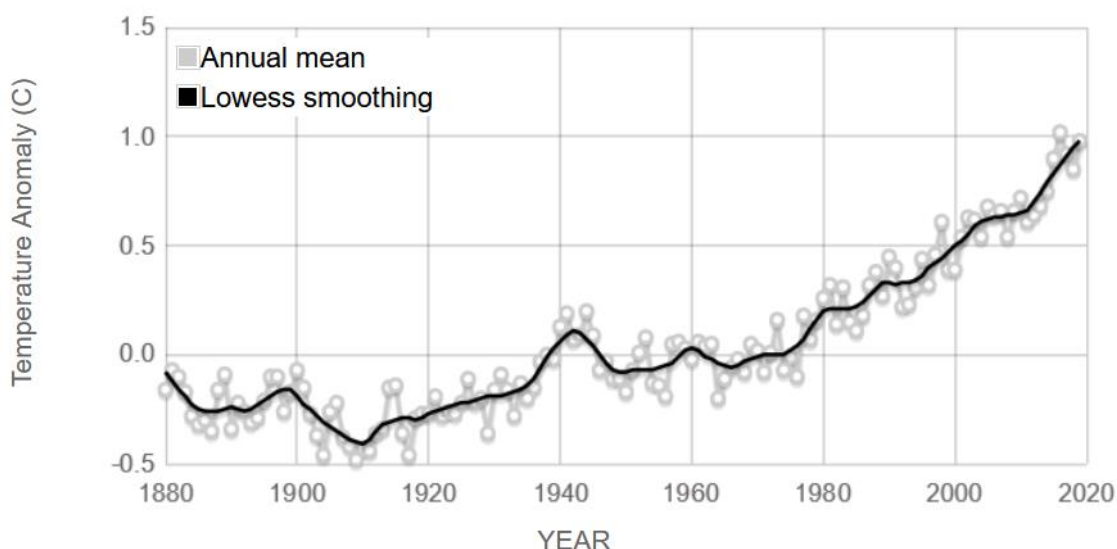


FIGURA 2. Anomalías en la temperatura global (1880-2020). Fuente: NASA's Goddard Institute for Space Studies (GISS)

Acorde a NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), el mes de enero de 2020 fue el más caluroso registrado a nivel mundial. Los años con las temperaturas más elevadas dentro de un registro de 139 años, se han producido a partir del año 2000, a excepción de 1998. La figura 3 muestra la evolución de la temperatura y la concentración de CO₂. Por un lado, en color negro se muestra el aumento anual de las temperaturas globales promedias y ajustadas sobre la base del promedio del inicio de la era industrial (1881-1910) y, por el otro lado, en color rojo, se muestra como los niveles atmosféricos de CO₂ alcanzaron un valor de 410 ppm en el año de 2019 (NASA, 2019). Se puede observar una correlación directa entre la cantidad de CO₂ presente en la atmósfera y el incremento de la temperatura global media.

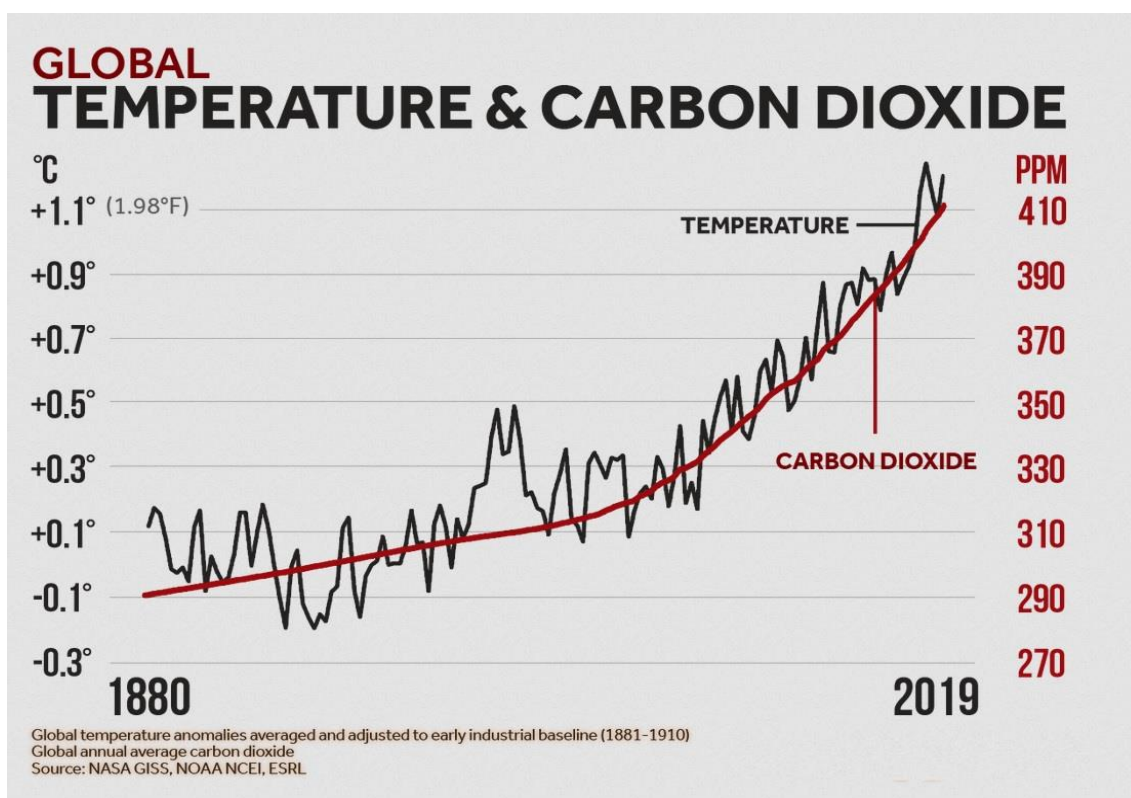


FIGURA 3. Relación de la temperatura global y las emisiones de CO₂ (1880-2019). Fuente: NASA's Goddard Institute for Space Studies (GISS), NOAA NCEI, ESRL.

En las últimas décadas las investigaciones sobre el cambio climático destacan la urgencia en establecer estrategias de gestión sostenibles para reducir el impacto negativo a nivel global a causa de las actividades humanas. En el año 1997, dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), se firmó el Protocolo de Kioto.

2.1.2 Protocolo de Kioto

El protocolo fue adoptado el 11 de diciembre de 1997 en la ciudad que le da nombre, Kioto (Japón), pero hasta el 18 de febrero de 2005 no entró en vigor. El principal objetivo de este acuerdo internacional es luchar contra el cambio climático reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, tales como el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbono (HFC), hexafluorcarbono (SF₆) y, perfluorcarbono (PFC). En el acuerdo, se estableció una reducción de al menos 5% en las emisiones de estos gases para el periodo del 2008-2012, comparando con los valores de las emisiones en el año 1990.

En 2009, 187 de los países industrializados que se comprometieron en Kioto al conjunto de medidas acordadas con el objetivo de reducir las emisiones lo habían ratificado, a excepción de Estados Unidos. Posteriormente se estableció un segundo periodo de vigencia del Protocolo de Kioto, que duraría desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020. Desgraciadamente, países altamente industrializados como Estados Unidos, Canadá y Rusia no respaldaron la prórroga.

Durante este segundo periodo, el órgano legislativo de la Unión Europea, el Parlamento Europeo, presentó la nueva Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética y el cambio climático. España como país miembro de la UE y miembro de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, tiene la responsabilidad y obligación de aplicar las diferentes normas y regulaciones acordadas tanto a nivel internacional como a nivel europeo.

Actualmente el Protocolo de Kioto ha sido desbancado por el Acuerdo de París y por la cumbre de Marrakech. La cooperación internacional en materia de cambio climático es un camino que requiere de muchos esfuerzos colectivos y responsabilidad de todos sus integrantes. A pesar de la mayor implicación y la nueva conciencia ambiental adquirida a lo largo de este camino desde la firma del Protocolo de Kioto, las perspectivas sobre el cambio climático no han mejorado lo suficiente.

2.1.3 Objetivos energéticos 20-20-20

Los objetivos energéticos 20-20-20 se presentan como un compromiso firmado y pactados por los Estados miembros de la Unión Europea con el objetivo de alcanzar una mayor eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Nace a raíz de una mayor concienciación por el medio ambiente y por la necesidad de encontrar nuevos modelos energéticos más eficientes. Fue presentada por el Parlamento Europeo en octubre de 2012 plasmada en la Directiva 2012/27/UE.

Dentro de los objetivos energéticos planteados para el 2020, es necesario distinguir los propuestos por la Unión Europea y por España.

2.1.3.1 Unión Europea

La Unión Europea ha establecido un paquete de medidas y estrategias sobre el cambio climático y energía que contempla, con respecto a valores del año 1990, una serie de compromisos necesarios.

Los principales objetivos marcados para el año 2020 son los siguientes:

- Impulsar el uso de las energías renovables con el objetivo de alcanzar un 20% en el consumo energético de la Unión Europea.
- Reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) en un 20%.

- Ahorrar un 20% el gasto energético mediante políticas que promueven una mayor eficiencia energética.

Según el informe presentado por Eurostat, en 2018 las energías renovables representaron un 18,9% de la energía consumida en la UE en el camino hacia el objetivo 2020 de llegar al 20% del total bruto. Este porcentaje supone casi el doble de la cuota del año 2004 (8,5%), año en el que Eurostat comenzó a realizar estos estudios estadísticos.

El objetivo del 20% de la Unión Europea se aplica a los Estados miembros teniendo en cuenta la situación particular de cada país integrante. Se establecen criterios diferenciadores tales como el consumo de energía proveniente de fuentes renovables, el potencial en recursos renovables y el PIB per cápita de cada país.

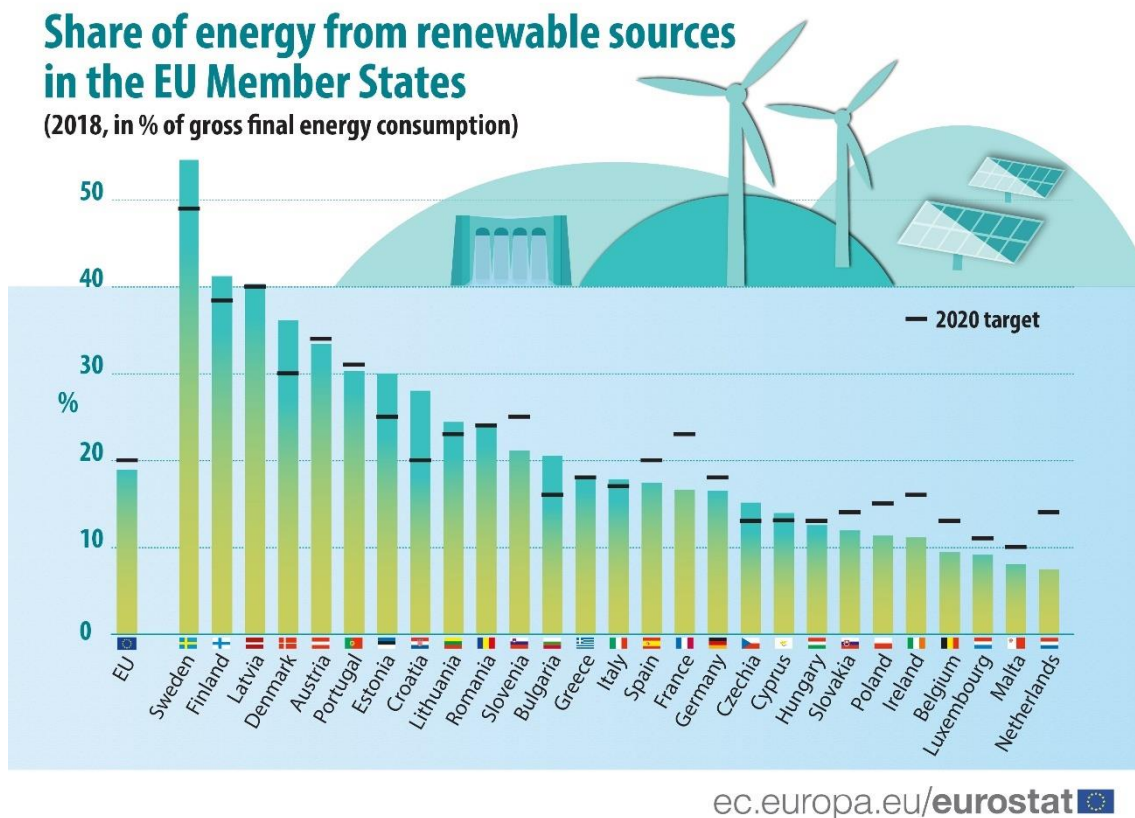


FIGURA 4. Objetivos energéticos 2020 UE. Fuente: Eurostat

De los 27 (sin la presencia de UK desde el 2020) estados miembros, 12 ya han alcanzado los objetivos de 2020. Con más del 50% de energía renovable en el consumo final bruto de energía, Suecia ya ha sobrepasado el objetivo marcado por la UE. Le siguen Finlandia (41%), Letonia (40%), Dinamarca (36%) y Austria (34%). En el lado contrario se encuentran Países Bajos (7%), Malta (7,9%), Luxemburgo (8,6%) y Bélgica (9,4%). España, con un 17,45% se encuentra ligeramente por debajo de la media europea.

Estos resultados indican que la Europa se acerca a los objetivos planteados para este año 2020 en materia de energías renovables. No obstante, es necesario seguir aumentando los esfuerzos para garantizar que estos niveles de exigencia mínimos sean la referencia a partir del 2021.

Otro de los objetivos fijados en la lucha contra el cambio climático es la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% para el 2020. Según los datos recogidos en un informe del año 2017 de la Comisión al Parlamento Europeo, la UE y sus Estados miembros cumplirán con los objetivos marcados. En el año 2016, las emisiones de gases de efecto invernadero de la zona euro ya eran un 23% inferiores comparados a valores de 1990, excluyendo las actividades de uso de la tierra y la silvicultura, pero incluyendo la aviación internacional.

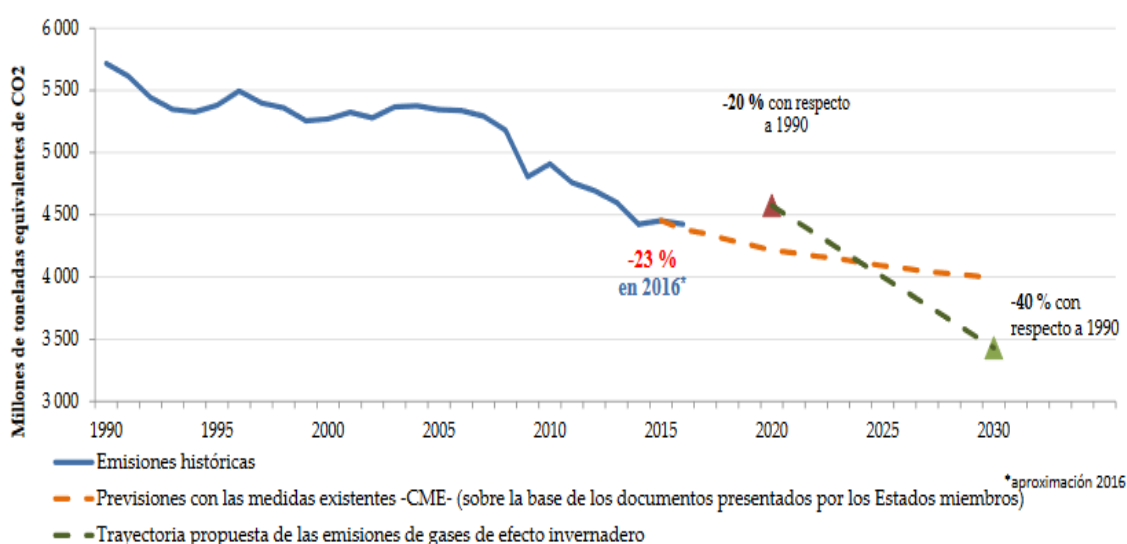


FIGURA 5. Avances hacia el cumplimiento de los objetivos europeos de 2020 y 2030. Fuente: Eurostat

A nivel europeo se han fijado nuevos objetivos para 2030:

- Reducir al menos un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a niveles de 1990 (Acuerdo de París).
- Aumentar las energías renovables para que representen al menos el 32% del consumo bruto total de energía.
- Reducir como mínimo un 32% el consumo energético mediante políticas de eficiencia energética.
- Aplicar una tasa del 14% de energía renovable en el sector del transporte.

2.1.3.2 España

España como país miembro de la UE e integrante de Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) se comprometió a cumplir y ratificar los objetivos acordados en materia de cambio climático. Como se pudo ver en el apartado anterior, España no alcanzó a cumplir el objetivo de del 20% de la energía bruta total consumida proveniente de fuentes renovables, con un 17,45%, se queda por debajo de la media europea. De igual manera, no se cumplen los compromisos fijados de reducción en un 20% en materia de emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020. En el siguiente gráfico de la Comisión Europea con la asistencia de la *Agencia Europea del Medio Ambiente (AEMA)*, recogido en un informe del año 2018 sobre las emisiones de efecto invernadero de la UE, se observa como España se queda lejos de cumplir con el objetivo de reducir en un 20% sus emisiones respecto al año 1990 (año de referencia).

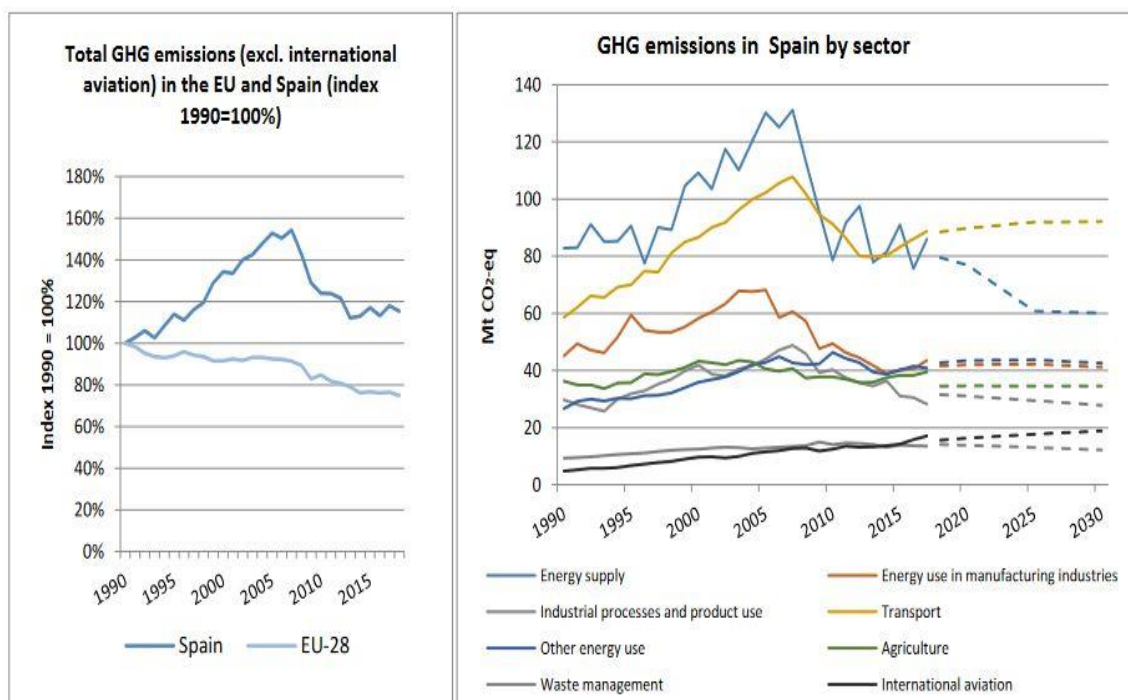


FIGURA 6. Izquierda del gráfico: Total emisiones gases efecto invernadero (excl. aviación internacional) 1990-2018 (índice 1990 = 100%). Derecha del gráfico: Emisiones totales gases de efecto invernadero por sector, 1990-2017, expectativas 2018-2030. Fuente: Comisión Europea

Desde el año 1990, las emisiones de gases de efecto invernadero no han dejado de aumentar, llegando a máximos históricos en el año 2008, con un 58% de incremento respecto al año de referencia. En la última década se han incrementado los esfuerzos para disminuir las emisiones, pero como se puede apreciar en los datos aportados por la Comisión Europea en el año 2018, España presentaba valores de aproximadamente un 20% superiores a los que se había comprometido a cumplir para el año 2020, y muy alejados de la media europea.

Uno de los factores determinante para entender esta situación es la dependencia energética, tanto a nivel de la UE como nacional. En la siguiente ilustración se detalla los valores porcentuales de las importaciones energéticas respecto al total de las necesidades de consumo energético de España comparado con la media del resto de miembros de la UE.

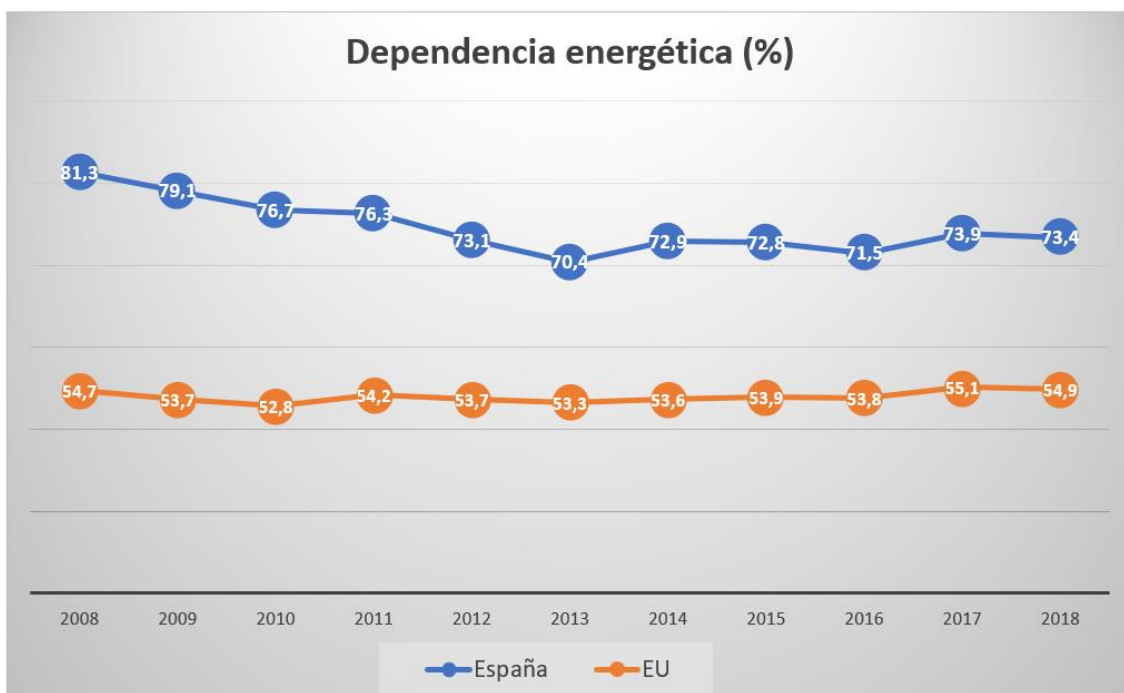


FIGURA 7. Dependencia energética, comparativa España y la UE, 2008-2018 (excl. energía nuclear).

Fuente: Elaboración propia (datos Eurostat)

España se ha caracterizado por su alto grado de dependencia energética de los combustibles fósiles, registrando su máximo valor en el año 2008, año que coincide con el máximo histórico de emisiones de gases de efecto invernadero (véase figura 6). Durante este año la dependencia energética del país llegó a alcanzar el 81,3%. En los años siguientes y como consecuencia de la creciente generación proveniente de energías renovables, la dependencia fue decreciendo anualmente, llegando al mínimo registrado del 70,4% en el año 2013. Esta tendencia positiva se vio frenada debido a la moratoria renovable, de esta manera, en los años posteriores la dependencia energética se mantuvo entorno al 73%, a excepción del 2016, situándose en el 73,4% en el año 2018. Estos valores se alejan considerablemente de la media europea, que se encuentra entorno al 54%.

En el año 2019 se aprobó el borrador de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo comprendido entre 2021-2030. Este documento

figura como una hoja de ruta para la próxima década y se presentó a la Comisión Europea para su evaluación. De forma general, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, apoyo a la generación de energía proveniente de fuentes renovables y la eficiencia energética son los objetivos más destacables que se definen. De esta manera se pretende llegar al siguiente escenario:

- Una reducción del 21% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto al año 1990.
- Llegar al 74% de la generación eléctrica nacional mediante fuentes renovables.
- Mejora de la eficiencia energética en un 39,6%.
- Conseguir que el 42% del consumo total bruto provenga de renovables.

En definitiva, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es un plan ambicioso que pretende seguir trabajando en la lucha contra el cambio climático. Es necesario y de gran importancia tanto desde el punto de vista ambiental como económico cumplir con estos compromisos hacia una transición basada en las energías renovables y la independencia energética.

2.2 Energías Renovables

Como se indica en el capítulo “CAPÍTULO 2. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL. CAMBIO CLIMÁTICO” queda evidenciada la necesidad imperativa para buscar soluciones a este grave problema climático y energético. Las energías renovables se presentan como una fuente de energía limpia, autóctonas e inagotables y resultan una herramienta fundamental y necesaria para enfrentarse a este gran reto.

CAPÍTULO 3. ESTADO DEL ARTE

3.1 Introducción a las energías renovables

Las energías renovables son aquellas que provienen de fuentes naturales y de forma general, virtualmente inagotables, ya sea por la enorme cantidad de energía que contienen, o por su capacidad de regenerarse. Entre éstas encontramos la energía solar, la eólica, la hidráulica o hidroeléctrica, la geotérmica, la mareomotriz, la undimotriz, la llamada *energía azul* (o potencia osmótica), la biomasa y los biocarburantes.

Haciendo una primera clasificación las fuentes renovables se dividen en dos categorías, en función de si generan residuos o no. De esta manera, tendríamos las no contaminantes, también llamadas limpias y las contaminantes:

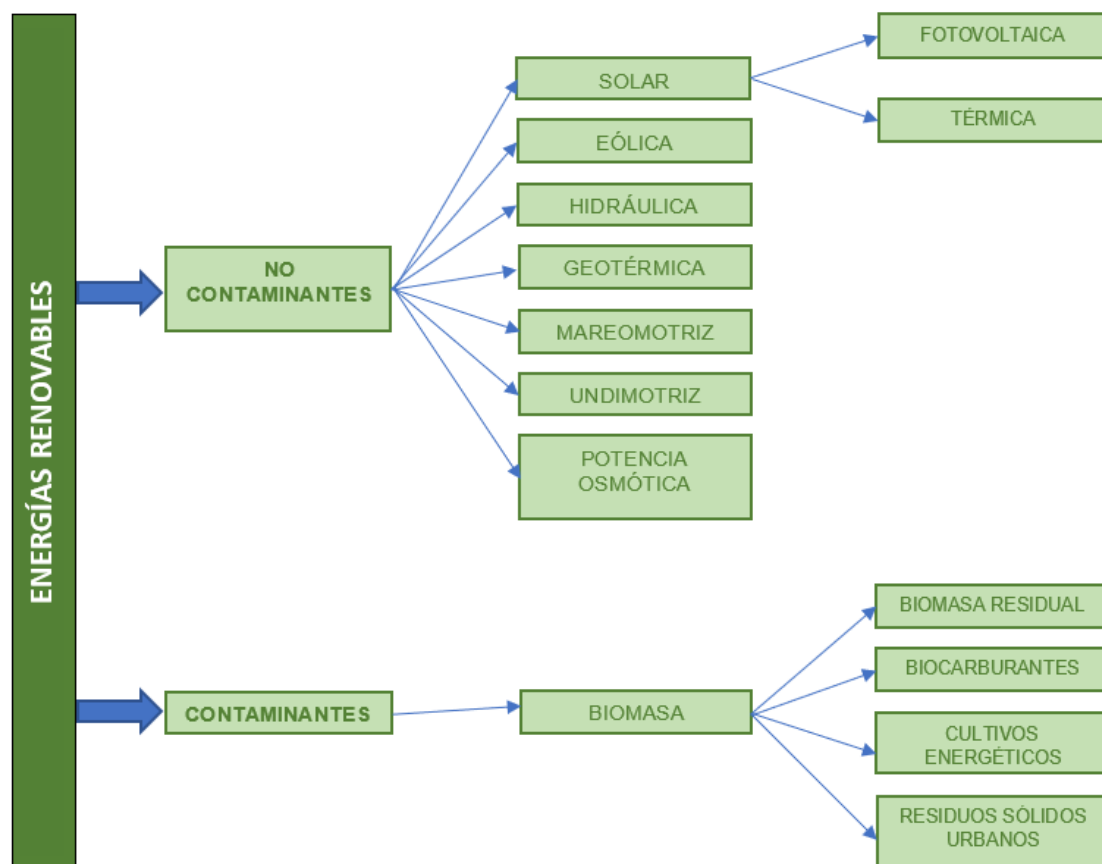


FIGURA 8. Clasificación energías renovables. Fuente: Elaboración propia

Las energías renovables son además energías limpias, es decir, no contribuyen al aumento del efecto invernadero dado que no generan los gases causantes de éste, como es el CO₂. Por último, no generan residuos potencialmente peligrosos, como por ejemplo los generados en las centrales nucleares. Las energías renovables son fundamentales y necesarias para un desarrollo sostenible, ofreciendo además grandes oportunidades económicas y sociales.

El presente proyecto se centrará en el estudio de la energía solar y en los aspectos técnicos de la implementación de una instalación solar fotovoltaica en una fábrica autónoma. Para ello se emplearán ciertos dispositivos y tecnologías que serán descritos en los capítulos siguientes.

3.2 Principales tipos de energías renovables

Actualmente existen varios tipos de energías renovables, dependiendo fundamentalmente de la naturaleza del recurso que se utilice para generar electricidad. Seguidamente, se describen de forma breve los principales tipos existentes de fuentes renovables y la tecnología asociada.

3.2.1 Energía solar

El término energía solar hace referencia al aprovechamiento de la energía que llega a la Tierra proveniente del Sol mediante el uso de captadores solares térmicos (energía solar térmica) y los módulos fotovoltaicos (energía solar fotovoltaica). Estos elementos permiten la transformación de la radiación electromagnética que captan en energía eléctrica o térmica, dando lugar a los siguientes sistemas de generación: instalaciones solares fotovoltaicas y las instalaciones térmicas solares.

Instalaciones solares fotovoltaicas: Consiste en la obtención de electricidad mediante la captación de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica o bien, mediante la deposición de metales sobre un sustrato (célula solar de película fina). Los dispositivos de captación transforman la radiación electromagnética en electricidad mediante el *efecto fotoeléctrico* que se explicará en más detalles en los futuros capítulos. Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden estar conectadas a la red o aislada de ella.



FIGURA 9. Ejemplo en vivienda unifamiliar.
Fuente: Autosolar

Instalaciones térmicas solares: El funcionamiento de estas centrales se basa en la obtención de calor mediante la captación de radiación solar y su posterior transferencia a un medio portador de calor, generalmente es agua. Existen tres tipos de instalaciones que aprovechan la energía solar térmica, las de baja temperatura, media y alta.

Las instalaciones de baja temperatura operan en un rango inferior a los 65°C. Generalmente están formadas por los captadores solares planos, circuitos de agua, intercambiador de calor, acumulador, vasos de expansión y las tuberías. Este sistema se emplea principalmente en la producción de agua caliente sanitaria (ACS).

La energía solar térmica a media temperatura se utiliza en las aplicaciones que requieran temperaturas entre los 100°C y los 250°C. Para alcanzar este rango de temperatura se necesita una mayor concentración de la radiación solar, los captadores solares planos de las instalaciones de baja temperatura no son suficientes y se requieren otros sistemas de captación. En este tipo de instalaciones se utilizan los captadores solares de vacío y los captadores solares de concentración, capaces de conseguir temperaturas más elevadas que los

captadores planos. Las principales aplicaciones de este sistema son procesos industriales.

Por último, las instalaciones de alta temperatura, son sistemas que utilizan colectores solares para conseguir temperaturas superiores a los 500°C. El objetivo es elevar la temperatura de un fluido, generalmente agua, de esta manera, se genera vapor que accionará una turbina de vapor que finalmente impulsará un generador eléctrico.

Las tecnologías utilizadas en las instalaciones de alta temperatura son:

- Los captadores cilindro-parabólicos.
- Las centrales de torre.
- Los discos parabólicos.
- Los receptores lineales de Fresnel.



FIGURA 10. Central solar de torre (Noor Power Station, Marruecos).
Fuente: www.solarvest.my

3.2.2 Energía eólica

La energía eólica es la energía que se obtiene a través del viento. Esta fuente de energía aprovecha la energía cinética de las masas de aire para su transformación en energía mecánica y posteriormente en electricidad. A lo largo de la historia la energía del viento se ha aprovechado para impulsar barcos a vela o hacer posible utilizar la maquinaria de los molinos al mover sus palas. Actualmente la



FIGURA 11. Parque eólico en la localidad de Ágreda, Soria.
Fuente: www.ewind.com

energía eólica se utiliza principalmente para la producción de energía eléctrica, para ello, se emplean aerogeneradores o molinos, que tienen el objetivo principal de transmitir la máxima energía cinética del viento a un eje que será transformada en energía eléctrica por el alternador.

Los parques eólicos son agrupaciones de aerogeneradores que, al estar conectados a una subestación eléctrica transformadora, suministran la energía eléctrica producida a las grandes redes de distribución.

De igual manera, se pueden encontrar aerogeneradores independientes para suministros locales en medios rurales o, apoyados por grupos electrógenos para suplir demandas en sitios de difícil acceso o sin cobertura de red eléctrica.

3.2.3 Energía hidráulica

La energía hidráulica, aprovecha energía potencial gravitatoria del agua almacenada en embalses o pantanos a una determinada elevación. Estas masas de agua se dejan caer hasta un nivel inferior, de esta manera, la energía cinética del agua acciona una turbina acoplada a un alternador, que convierte finalmente la energía mecánica en energía eléctrica. Históricamente la energía cinética del agua se utilizó en muchas aplicaciones de la vida humana, siendo un buen ejemplo de ellos los molinos de agua o los batanes en la industria textil. Actualmente la principal aplicación de la energía hidráulica es la obtención de energía eléctrica. Un caso particular de estas instalaciones es la central hidroeléctrica reversible. Tiene la capacidad de poder transformar la energía potencial de agua en electricidad y además ser capaz de aumentar la energía potencial del agua (bombeo) consumiendo en el proceso energía eléctrica. Estas centrales tienen la ventaja de satisfacer la demanda energética en horas pico y de almacenar energía en las horas que hay menos demanda.



FIGURA 12. Presa de Aldeadávila (Salamanca).

Fuente: www.expansion.com

3.2.4 Energía geotérmica

La energía geotérmica se obtiene mediante el aprovechamiento de las fuentes de calor generadas en las reacciones naturales que ocurren en el interior de la tierra. Dichas reacciones se manifiestan y explotan en los llamados yacimientos geotérmicos y se distinguen tres tipos:

- De agua caliente
- Secos
- Géiseres

Las centrales geotérmicas explotan estas fuentes de calor que pueden estar a diferentes profundidades o incluso superficiales. Este proceso se basa en acceder a las fuentes de calor, mediante excavaciones si es preciso, pasando un fluido por la zona caliente y aprovechando de esta manera el vapor generado para accionar una turbina.



FIGURA 13. Central geotérmica en Islandia.

Fuente: www.geotermia.ch

3.2.5 Energía mareomotriz

La energía mareomotriz es la energía obtenida por los movimientos del agua causados por las mareas. Este fenómeno ocurre por las fuerzas de atracción gravitatorias que ejercen el Sol y la Luna sobre la Tierra. Las tecnologías que aprovechan este recurso para generar electricidad pueden clasificarse en tres formas distintas:

- **Generador de la corriente de marea:** De forma general, su funcionamiento se basa en aprovechar la energía cinética del agua en movimiento para accionar turbinas capaces de transformar este desplazamiento en energía mecánica y a través de un alternador convertirla en energía eléctrica.

- **Presas de marea:** Aprovechan la diferencia potencial del agua que se produce en los cambios de marea. Cuando ésta crece, se abren las compuertas del dique permitiendo que el embalse se llene a su nivel máximo, cuando esto ocurre, las compuertas del dique se cierran. Posteriormente, cuando la marea desciende, se abren las compuertas permitiendo que el agua pase a través de unas turbinas.



FIGURA 14. Central eléctrica mareomotriz en el estuario del río Rance.

Fuente: www.republica.com

- **Energía mareomotriz dinámica:** Actualmente es una tecnología en fase de desarrollo. Se basa en la interacción entre las energías cinéticas y el potencial de las corrientes de marea.

3.2.6 Energía undimotriz

La energía undimotriz, también conocida como energía olamotriz, permite la generación de electricidad mediante el movimiento de las olas. La tecnología empleada es relativamente nueva, desarrollándose desde la década de 1980. El principio de funcionamiento



FIGURA 15. Central undimotriz en el Puerto de Pecém, Brasil.

Fuente: www.energiasrenovadas.com

de las centrales undimotrices se basa en la *captación* de las olas de mares y océanos mediante elementos o dispositivos que aprovechan los desplazamientos relativos entre sus partes para generar electricidad. El movimiento de las olas se aprovecha teniendo en cuenta tres fenómenos básicos

tales como, el empuje de la ola, la variación de la altura de la superficie del oleaje y la variación de la presión bajo la superficie de la ola.

Destacan la balsa Cockerell, el pato Salter y el rectificador Russel. Son los absorbedores de oleaje más rentables actualmente y su funcionamiento consiste en situarse perpendicularmente a la dirección de la ola captando la máxima energía de una sola vez.

3.2.7 Potencia osmótica (energía azul)

La potencia osmótica o energía azul es la energía que se obtiene por una diferencia de concentración de la sal entre el agua marina y el agua dulce de río. Existen dos métodos para el aprovechamiento de la energía azul.

- **Ósmosis retardada por presión (PRO):** Esta técnica se basa en un fenómeno físico denominado ósmosis. El agua salada del mar y el agua dulce del río se separan por una membrana semipermeable que permite el paso del agua, pero evita el paso de sustancias disueltas como la sal. El agua dulce fluye a través de esta membrana hacia el lado *salado*, creando durante este proceso una presión (presión osmótica) que es la que se utiliza como fuente de energía.

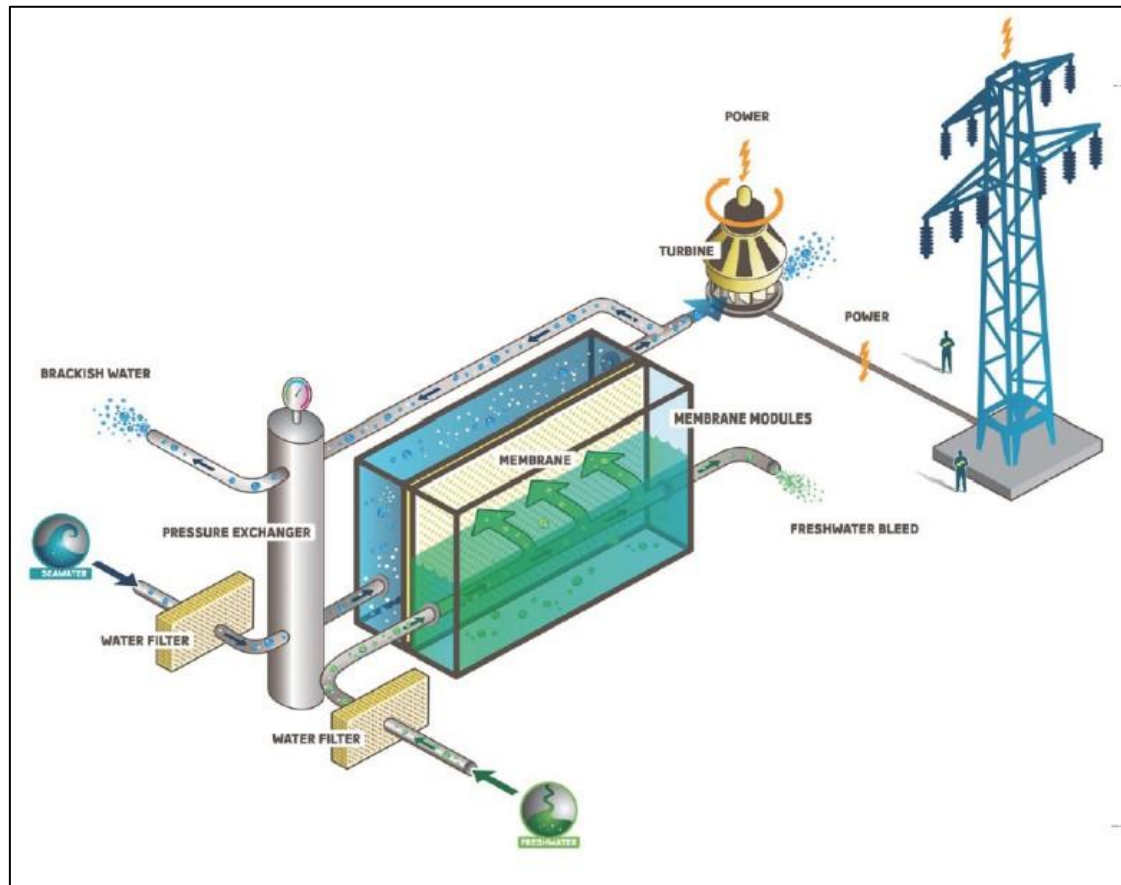


FIGURA 16. Concepto simplificado de generación por ósmosis retardada por presión.

Fuente: www.saaei.org

- **Electrodiálisis inversa (RED):** Este segundo método utiliza electrodiálisis inversa. Para comprender este proceso con mayor claridad, es importante conocer en que se basa la electrodiálisis. Este fenómeno es un proceso de separación electroquímico donde los iones se transfieren a través de membranas desde una solución con menor concentración a otra más concentrada, como resultado de aplicar una corriente eléctrica continua. La electrodiálisis inversa se basa en el mismo principio, excepto que la polaridad eléctrica se invierte de forma periódica (alrededor de tres a cuatro veces por hora). Al contrario que la técnica anteriormente descrita, en la electrodiálisis inversa es la sal disuelta y no el agua la que atraviesa la membrana, pero de igual manera se genera una diferencia de presión que puede aprovecharse en una turbina para generar electricidad.

3.2.8 Biomasa

Dentro de las fuentes renovables, la bioenergía o energía de biomasa es toda aquella energía que se obtiene o proviene del aprovechamiento de la materia orgánica que constituye todos los seres vivos, sus productos y desechos. A diferencia de las fuentes renovables descritas en los anteriores capítulos, la biomasa se encuentra en la categoría de las fuentes renovables contaminantes. La obtención de energía a partir de la biomasa se puede realizar de forma directa como combustible (madera u otra materia orgánica) o bien convertida en biocombustibles, mediante diferentes procesos y métodos en función del tipo de combustible deseado. De esta manera, tendríamos procesos mecánicos (astillado, trituración, compactación), termoquímicos (combustión y gasificación), biotecnológicos (fermentaciones y digestiones microbianas anaeróbicas) y extractivos.

Sólidos	Líquidos	Gaseosos
Paja	Alcoholes	Gas de gasógeno
Leña	Biohidrocarburos	Biogás
Astillas	Aceites vegetales y ésteres derivados	Hidrógeno
Briquetas	Aceites de pirólisis	
Carbón vegetal		

Tabla 1. Tipos de combustibles obtenidos de la biomasa. Fuente: Elaboración propia

De igual manera que los combustibles fósiles, la energía producida a partir de la biomasa presenta el mismo inconveniente: durante la combustión se generan gases de efecto invernadero.

3.3 El Sol como fuente de energía

El Sol es la estrella que se encuentra más cerca de la Tierra, siendo nuestra fuente de energía principal. Concentra el 99,86% de la masa total del sistema solar y se encuentra en el centro. Representa la mayor fuente de radiación electromagnética del sistema solar y es totalmente imprescindible para la existencia de vida en la Tierra.

Se formó hace 4.600 millones de años y se estima que aún le queda combustible para unos 5.600 millones de años más.

El Sol es un reactor de fusión gigantesco formado en su gran mayoría por hidrógeno (74,9%) y helio (23,8%) llegando a temperaturas en la superficie estimadas de 5.600° C, muy lejos de los 15.000.000° C de su núcleo. La energía del Sol llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética y es el origen de todas las energías renovables, de forma directa o indirecta:

- Radiación solar aprovechada por los paneles fotovoltaicos (energía solar).
- Causante del movimiento de las masas de aire (energía eólica) y por consiguiente de la generación de olas (energía undimotriz).
- Por las fuerzas de atracción gravitatorias que ejerce el Sol y la Luna sobre la Tierra (energía mareomotriz).
- Imprescindible para la vida en la Tierra (biomasa).

3.3.1 La geometría solar

La energía que recibimos del Sol se caracteriza por el movimiento relativo conjunto de la Tierra y el Sol. La órbita que describe la Tierra alrededor del Sol forma una trayectoria elíptica, en la que el Sol se encuentra situado en uno de los focos (primera ley Kepler).

La distancia Tierra-Sol (d) en el día n del año se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$d = 1,5 * 10^{11} \left\{ 1 + 0,017 \sin \left[360 * \frac{(n - 93)}{365} \right] \right\} \quad [m]$$

La distancia media al Sol es de aproximadamente 150 millones de kilómetros con una diferencia entre el punto más cercano (perihelio) al Sol y el más lejano (afelio) de aproximadamente 5 millones de kilómetros. Además de su órbita elíptica alrededor del sol, la Tierra realiza un movimiento de rotación sobre su propio eje con una inclinación de $23,45^\circ$ respecto del plano orbital.

A continuación, se puede apreciar la trayectoria y el eje de rotación inclinado de la Tierra:

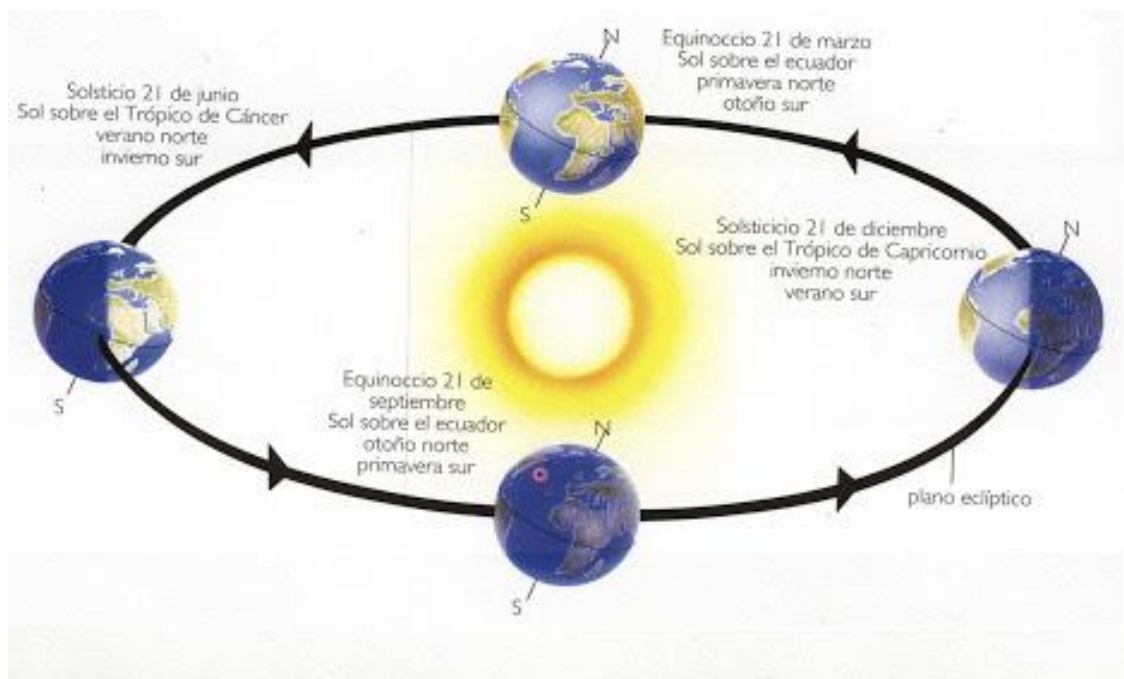


FIGURA 17. Órbita terrestre alrededor del Sol. Fuente: www.astrosurf.com

Debido a este movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol, y debido a la inclinación del eje de rotación terrestre, la incidencia de la radiación solar sobre la Tierra no es siempre la misma, es por este motivo que aparecen las diferentes estaciones.

3.3.2 Terminología

A continuació, se definiran alguns conceptes bàsics para la mejor comprensió de la energia solar fotovoltaica:

- **Irradiancia**: Es la densidad de potencia radiada por unidad de superficie normal a la direcció de propagaci3n (W/m^2). El Sol radia isotrópicamente en todas las direcciones. Este concepto se utiliza para la radiaci3n recibida sobre la Tierra.

Desde la superficie del sol hasta el límite de la atmosfera terrestre hay una atenuaci3n que sigue la ley del cuadrado de la distancia:

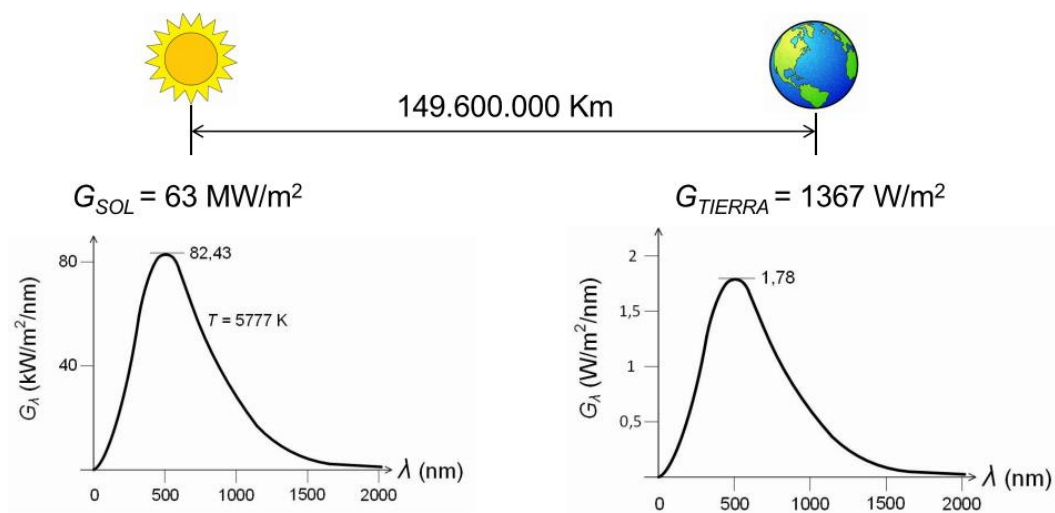


FIGURA 18. Irradiancia solar recibida por la Tierra. Fuente: Apuntes Universidad Politècnica de Catalunya

La irradiancia recibida por la Tierra es de aproximadamente 1370 W/m^2 ($B_{0,Tierra}$). Este valor recibe el nombre de *constante solar* y cambia en funci3n del punto que se encuentra la Tierra en la 3rbita terrestre mediante un factor de correcci3n E_0 .

Siendo: $E_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos(360 \cdot n/365)$, donde n es el día del aío.

- **Irradiación (H):** Es la medida de la cantidad de energía de la luz solar captada por unidad de superficie colectora. Se expresa en kWh/m² o bien en MJ/m² (1 kWh= 3,6MJ). Matemáticamente representa la integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo (generalmente un día):

$$H = \int_{24h}^{0h} G dt$$

- **Irradiancia directa (D):** Es la energía que nos llega directamente a la superficie terrestre sin desviar su dirección en su paso por la atmósfera. En un día claro y a nivel del mar representa un 70% de la constante solar:
 $D_{\text{nivel mar}} = 960 \text{ W/m}^2$

- **Irradiancia difusa (S):** Se define como la radiación que nos llega desde todas las direcciones, excepto la que llega directamente del Sol (irradiancia directa). Representa un 10% de la radiación directa que recibimos. Esta radiación no se puede focalizar.

- **Irradiancia reflejada:** Es la radiación que se refleja hacia el espacio. Representa un 3% del total la radiación que recibimos.

- **Irradiancia global (G):** La irradiancia global sobre una superficie horizontal representa la suma de la radiación directa (D) y una componente denominada difusa o dispersada (en inglés *Scattered*, S). En un día claro y a nivel del mar la irradiancia global total sería:

$$G_{\text{nivel mar}} = D_{\text{nivel mar}} + S = 960 \text{ W/m}^2 + 960 \cdot 0,1 \text{ W/m}^2 = 1056 \text{ W/m}^2$$

- **Albedo:** En una superficie inclinada (por ejemplo, un módulo fotovoltaico) la irradiancia global es la suma de tres componentes. En este caso aparece una nueva componente de radiación, la reflectividad del suelo,

también llamada albedo. De esta manera, la irradiancia global (G) sobre una superficie inclinada es:

$$G_{\text{sup.inclinada}} = D + S + R$$

Donde, D es la irradiancia directa, S es la irradiancia difusa y R es la reflectividad del suelo o albedo. Se representa con el símbolo ρ y es un valor comprendido entre 0 y 1. En la siguiente tabla se muestran los diferentes valores de la reflectividad del suelo en función de la superficie:

Superficie	Reflectividad (ρ)
Asfalto	0,04 a 0,12
Suelo sin hierba	0,17
Césped verde	0,25
Arena del desierto	0,40
Hormigón	0,55
Nieve nueva	0,90

Tabla 2. Valores de la reflectividad (ρ) en diferentes superficies. Fuente: Elaboración propia

- **Horas Pico Solar (HPS):** Este concepto es de gran importancia a la hora de hacer los cálculos de la producción energética en un sistema fotovoltaico. Mide la irradiación solar recibida por unidad de superficie con una irradiación solar constante de 1000 W/m².

3.3.3 Radiación solar

La radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre es de aproximadamente 1370 W/m^2 . Recibe el nombre de constante solar y aproximadamente un tercio de este valor se pierde antes de llegar a la superficie terrestre debido a fenómenos de reflexión, difusión y refracción. En el siguiente esquema se detalla la propagación de los rayos solares en un día claro:

Se puede apreciar la disipación de la radiación solar en las *capas* de la atmósfera terrestre debidas a los diferentes fenómenos que aparecen durante la propagación de los rayos solares.

En las condiciones adecuadas, la radiación directa que llega a la tierra finalmente es de un 70% del valor de la constante solar. También se puede ver como la radiación difusa o dispersada representa aproximadamente un 10% del valor de la radiación directa. Estos valores de radiación solar bajan de forma considerable en el caso de la presencia de nubes, provocando una pérdida de hasta un 25% de la radiación incidente. Si llegamos a considerar otros factores como la difusión y absorción que se podrían agudizar en ambientes contaminados, la radiación que llega a la superficie podría reducirse a valores inferiores a los 100 W/m^2 .

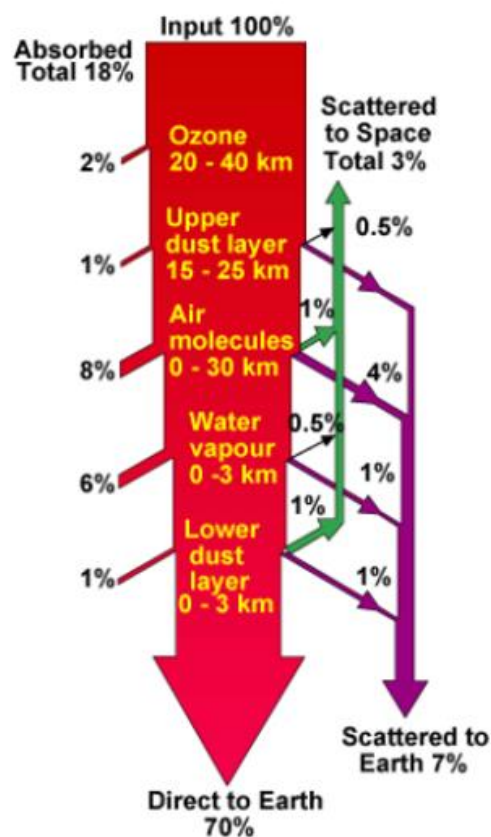


FIGURA 19. Propagación de los rayos solares.

Fuente: Apuntes Universidad Politécnica de Catalunya

3.3.4 El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico permite la transformación de la radiación solar en energía eléctrica y es un proceso resultante como consecuencia del efecto fotoeléctrico. De forma resumida, el efecto fotoeléctrico, se define como la expulsión de los electrones de un metal cuando sobre él incide los fotones de la luz (energía). Esta propiedad de los metales al absorber radiación electromagnética y como consecuencia liberar electrones, es la que permite que se de este fenómeno físico. Si la energía del fotón es suficiente, el electrón del átomo que se encuentra en las capas de valencia (tiene más energía), recibirá la energía del fotón incidente y será *liberado* de la atracción del núcleo atómico.

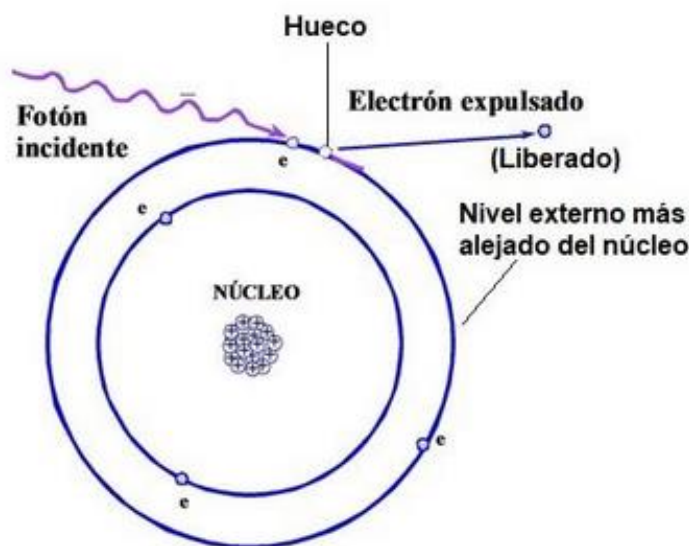


FIGURA 20. Representación de la incidencia de un fotón sobre el electrón de un átomo. Fuente: www.areatecnologia.com

Cuando un electrón es expulsado de la corteza atómica, se deja un *hueco* en el átomo (par electrón-hueco) que volverá a ser ocupado por otro electrón (recombinación par electrón-hueco) liberando la energía adquirida previamente por el fotón en forma de calor.

Estas interacciones y desplazamientos de los electrones por la incidencia de fotones como consecuencia del efecto fotoeléctrico, permiten el aprovechamiento de la radiación solar como fuente de generación eléctrica. El efecto fotovoltaico es una manifestación de este fenómeno, de esta manera, los electrones liberados son utilizados para producir energía eléctrica. Para ello, se utilizan materiales semiconductores (generalmente silicio), creando una unión p-n que se detallará en el siguiente apartado.

3.3.5 Las células fotovoltaicas

En este apartado se explicará más detalladamente en que consiste el efecto fotovoltaico. Una célula fotovoltaica es una pequeña placa formada por materiales semiconductores que permiten generar electricidad a partir de la radiación solar. Se forman uniendo dos cristales de silicio (Si) dopados, uno de ellos siendo tipo-p (mayor cantidad de huecos) y el otro del tipo-n (mayor cantidad de electrones). Al unir estos dos semiconductores se crea un diodo de unión p-n.

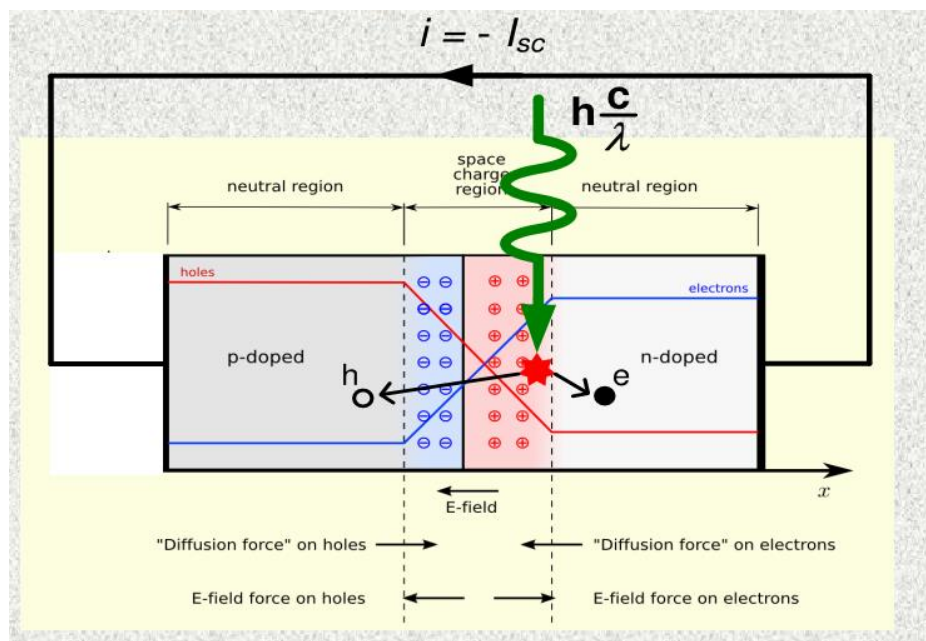


FIGURA 21. Formación diodo de silicio de unión p-n. Fuente: Apuntes Universidad Politécnica de Catalunya

El punto de unión de los dos cristales se denomina “barrera potencial” y tiene el objetivo de impedir que los electrones liberados por la incidencia de los fotones puedan *saltar* a la parte positiva y ocupar los huecos (recombinación electrón-hueco) hasta que no alcancen el nivel de energía necesario. Cuando la parte n se ve expuesta a la radiación solar, los fotones incidentes desplazarán los electrones (efecto fotoeléctrico) que no podrán pasar la barrera de potencial por la diferencia de potencial generada en la región intermedia. Al conectar directamente la parte n y la parte p (en cortocircuito) los electrones liberados por los fotones de la radiación solar pasarán a la parte p uniéndose a los huecos. Aparece una corriente neta $-I_{sc}$ o intensidad de cortocircuito. De esta manera el diodo semiconductor ha transformado la energía de los fotones en corriente eléctrica (efecto fotovoltaico).

3.4 Situación actual de la energía solar fotovoltaica

En los últimos años la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial impulsado por la necesidad de responder ante la creciente preocupación por el cambio climático. Durante este capítulo veremos la situación actual de la energía solar fotovoltaica en el mundo junto a Europa y España.

3.4.1 La energía solar fotovoltaica en el mundo

Según el último informe publicado por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) a finales del año 2018, la potencia total acumulada de fotovoltaica instalada a nivel mundial era de 480,3 GW. El continente con más presencia en el sector fotovoltaico es Asia, con algo más de la mitad del total (57,2%), de los cuales 175 GW se encuentran en China, seguido de Japón (55,5 GW) y India (26,8 GW). Europa aparece en segunda posición en este ranking, con un total de 119,3 GW de potencia acumulada. Alemania es el país europeo que más ha apostado por esta fuente renovable, con un total de 45,9 GW

instalados. América del Norte, en tercera posición con algo más de 50 GW, la mayoría se encuentra en Estados Unidos. En Oceanía y África se han instalado en conjunto 15,1 GW, mientras Oriente Medio, Sudamérica y Centroamérica suman un total de 10,1 GW.

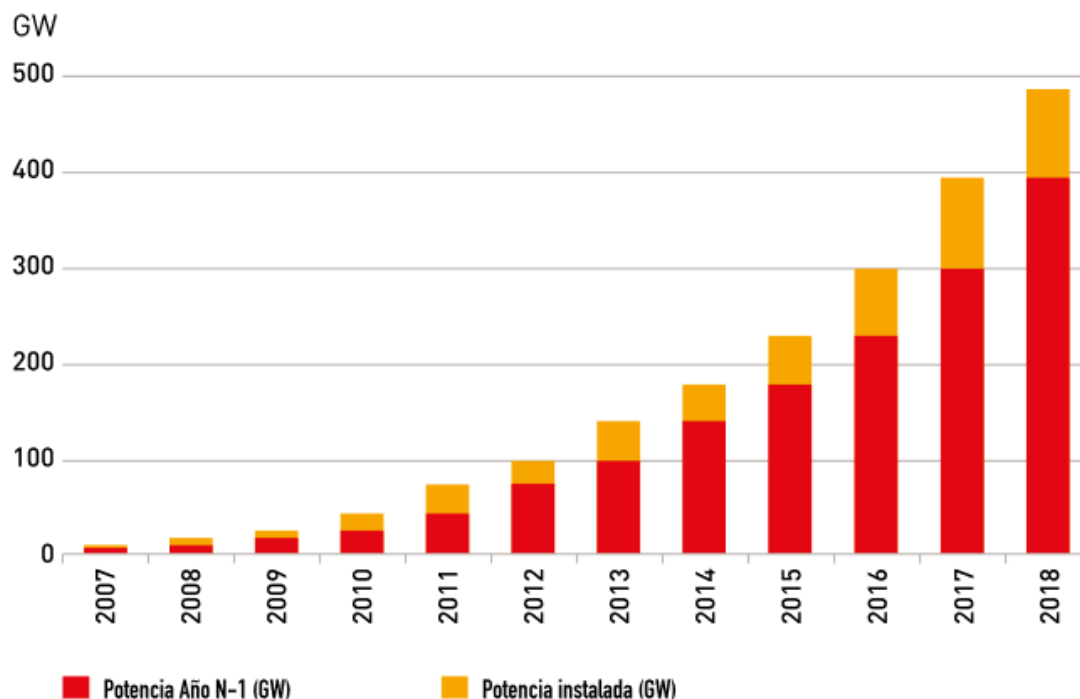


FIGURA 22. Evolución anual y valor acumulado de la potencia instalada fotovoltaica mundial. Fuente: Informe anual 2019 UNEF

En la última década, la implantación de la energía solar fotovoltaica sigue creciendo anualmente y junto a la eólica representan un 84% de la nueva potencia instalada proveniente de fuentes renovables en el año 2018. En este año, según informa IRENA, el total de potencia instalada acumulada de fuentes renovables alcanzó el valor de 2.351 GW.

Las perspectivas a nivel mundial para los siguientes años son muy esperanzadoras. Gracias a las políticas en materia de cambio climático y a una creciente concienciación, la transición hacia modelos energéticos más sostenible es cada vez más real. Las energías renovables han experimentado una reducción importante en los costes de producción, en el caso de las centrales

solares se prevé que seguirán bajando un 66% adicional hasta el año 2040. Para este mismo año, se estima que la capacidad mundial de generación de energía gracias a las centrales eólicas y solares representarán un 40% de la generación mundial, frente al 12% actual.

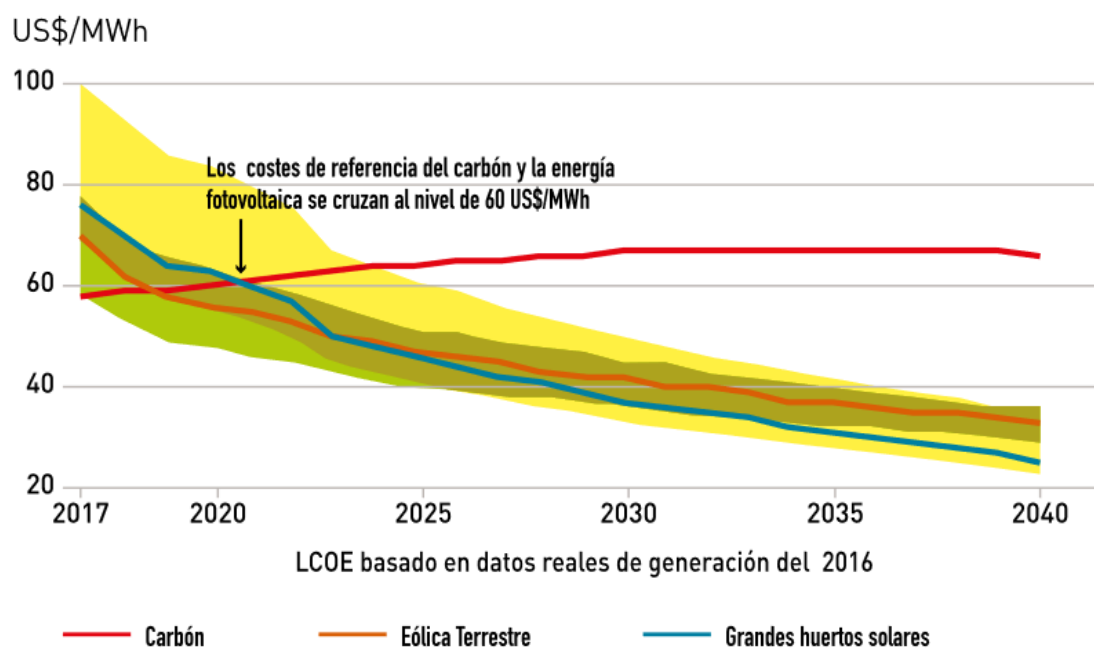


FIGURA 23. Evolución de los costes del carbón y las energías renovables (eólica-solar). Fuente: Informe anual 2019 UNEF

3.4.2 La energía solar fotovoltaica en Europa

Europa, como segunda región del mundo que más ha apostado por la energía solar fotovoltaica con un total de 119,3 GW de potencia total instalada en el año 2018. Al igual que en los últimos años, Alemania se mantiene como la locomotora de la energía fotovoltaica en Europa con casi el 40% del total, seguida por Italia (20,1 GW), Reino Unido (13,4 GW) y Francia con un total de 9,4 GW.

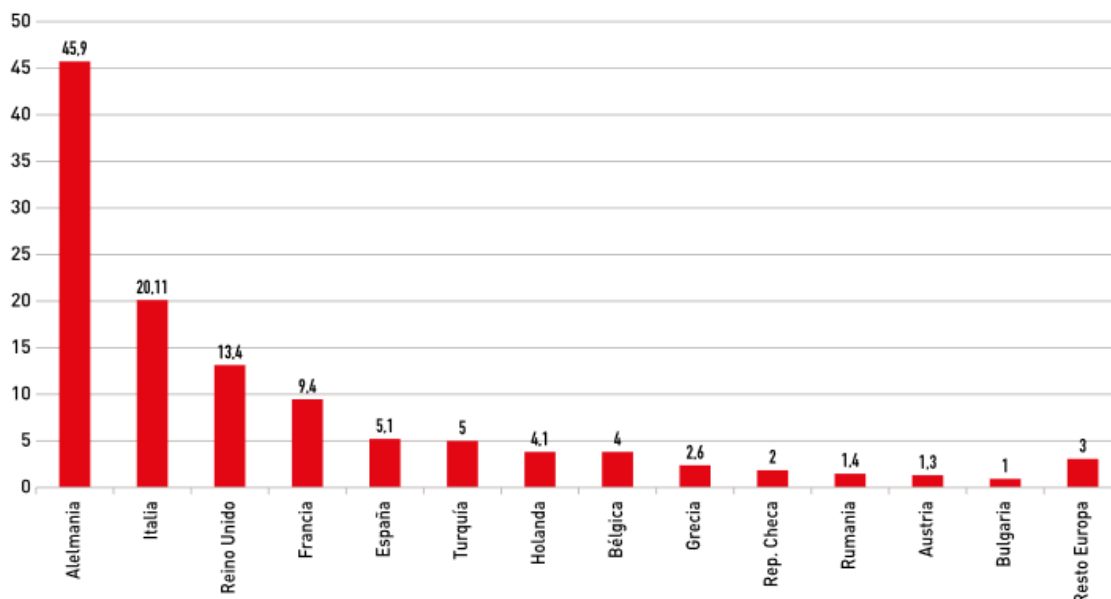


FIGURA 24. Potencia fotovoltaica acumulada en Europa en el año 2018 (GW). Fuente: Informe anual 2019 UNEF

El año 2018 el sector fotovoltaico europeo consolidó su tendencia de crecimiento de los años anteriores añadiendo 11,3 GW, cifra que supone un incremento del 23% respecto al año anterior.

3.4.3 La energía solar fotovoltaica en España

España se encuentra en una posición privilegiada por su situación y climatología, siendo el país de Europa con más horas de sol al año. Debido a estas condiciones favorables, además de otros factores como los compromisos europeos en materia de energías renovables y la fuerte dependencia energética hicieron que España fuese uno de los primeros países en apostar fuertemente por el desarrollo fotovoltaico.

En el año 2008, España lideraba junto a Alemania en cuanto a potencia total instalada con aproximadamente 2.700 MW.

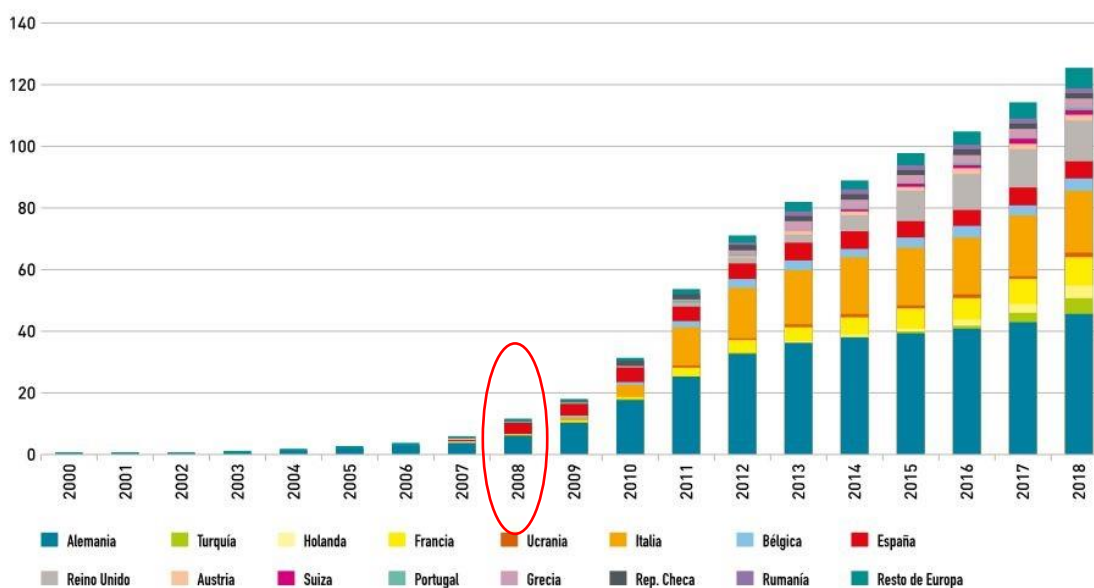


FIGURA 25. Potencia fotovoltaica acumulada en Europa (GW). Fuente: Solar Power Europe

Desgraciadamente, a partir de ese año el desarrollo fotovoltaico se estancó en los siguientes años. El gran auge inicial responde a la implementación del Real Decreto 661/2007 y en particular al Real Decreto 1578/2008, que impulsaron medidas que favorecían el desarrollo fotovoltaico mediante un sistema de retribución especial (las denominadas *primas*). Estas medidas aplicadas de forma insostenible resultaron en un aumento de los costes asociados a las *primas renovables*. Como respuesta a esta situación, se estableció el Real Decreto 14/2010 en el que se decidió recortar las primas ya establecidas y posteriormente con la llegada del Real Decreto 900/2015 el mercado fotovoltaico acabó de paralizarse definitivamente.

En el año 2018, España con sus 5,1 GW de potencia total instalada, representaba la quinta fuerza europea, lejos de los 45,9 GW de Alemania. Al año siguiente, gracias a las nuevas directivas como el Real Decreto-ley 15/2018 y su desarrollo normativo el Real Decreto 244/2019 junto a las nuevas medidas planteadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el país

vuelve al liderato 11 años después. Durante este año, España ha instalado uno de cada cuatro GW de nueva instalación en Europa, llegando a instalar 4,68 GW, superando a Alemania con 3,98 GW.

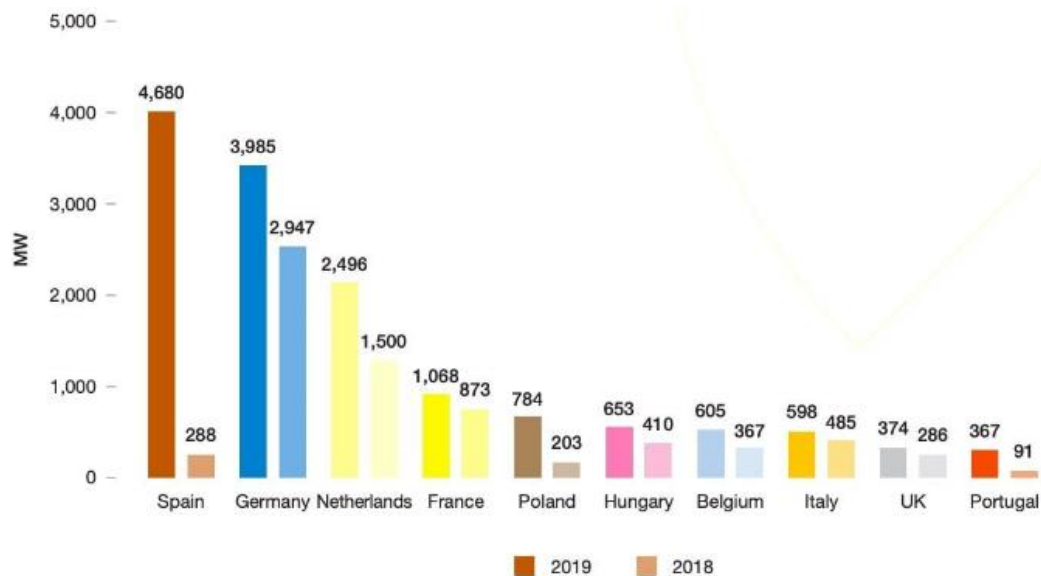


FIGURA 26. Nueva potencia instalada fotovoltaica en Europa, años 2018-2019. Fuente: Solar Power Europe

CAPÍTULO 4. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.1 Paneles fotovoltaicos

Un panel solar es un dispositivo capaz de aprovechar la radiación recibida por el sol y convertirla en energía eléctrica basándose en el efecto fotovoltaico (se explica en detalle en el apartado “**3.3.4 El efecto fotovoltaico**”). Está formado por un conjunto de células fotovoltaicas (descritas en el apartado “**3.3.5 Las células fotovoltaicas**”) y son las encargadas de producir electricidad (en forma de corriente continua) a partir de la luz que reciben mediante el efecto fotoeléctrico. Los materiales más utilizados en su fabricación son el arseniuro de galio (GaAs) y el silicio (Si), siendo este último el más común. Las células se encuentran protegidas dentro de unas cápsulas de resina y están montadas sobre un soporte o marco.

Los módulos o paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie o paralelo, en función de las necesidades de diseño requeridas para su utilización y con valores de voltaje comerciales de 12 V o 24 V por lo general.

Los elementos que conforman un panel solar son los siguientes:

- **Marco de aluminio (generalmente de aluminio):** Garantiza rigidez y estanqueidad al panel. Incorpora los elementos necesarios para el montaje del panel sobre el soporte.
- **Encapsulante:** Las células que conforman el panel se encuentran protegidas dentro de un encapsulado a base de resina EVA.
- **Cubierta exterior de vidrio templado:** Gracias a sus propiedades ópticas facilita la transmisión de la luz y protege el panel de los elementos externos.

- **Cubierta posterior:** Protege la zona posterior del panel contra la humedad u otros agentes externos. Formada por diferentes capas opacas que reflejan la luz que ha pasado por las uniones de las células fotovoltaicas, haciendo que vuelva a incidir sobre éstas.
- **Caja de terminales:** Incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- **Diodos de protección:** Elemento de protección encargado de evitar los daños provocados por sombras parciales en la superficie del módulo.

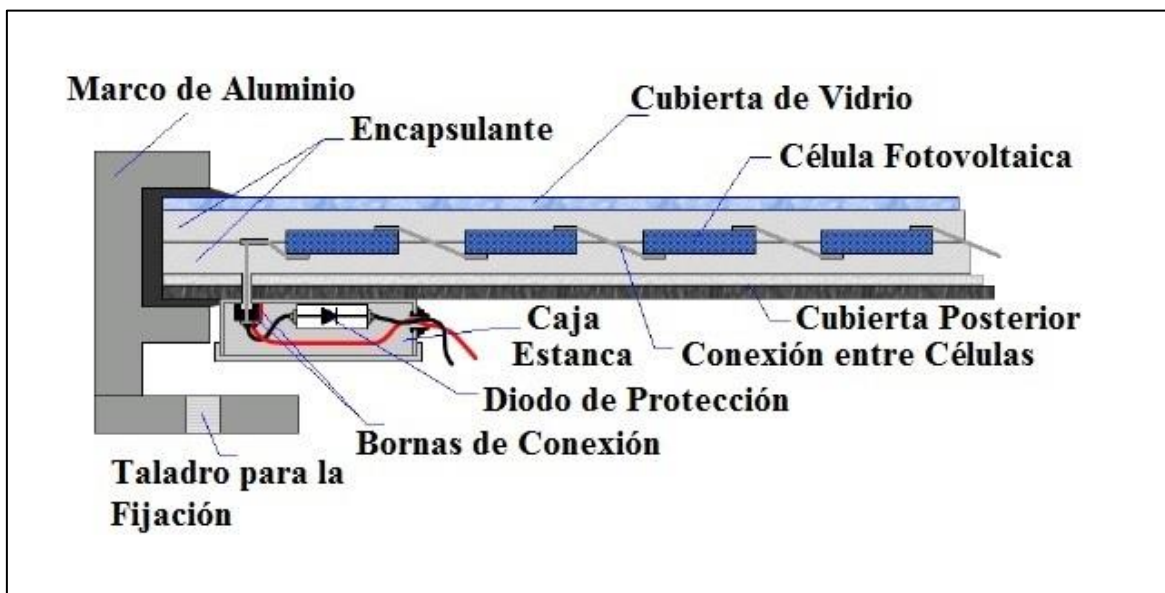


FIGURA 27. Elementos de un panel fotovoltaico. Fuente: www.uajen.com

Para un correcto dimensionado de la instalación fotovoltaica, es necesario conocer los parámetros eléctricos que presentan los paneles solares.

- ***Voltaje en circuito abierto o V_{oc} (Open Circuit Voltage):*** Indica el voltaje que entrega el panel cuando se encuentra desconectado, es decir, no hay ninguna carga conectada. Este valor es muy importante para elegir correctamente el regulador de carga o los inversores de red.

- **Intensidad en cortocircuito o I_{sc} (Short Circuit Current):** Es la intensidad de la corriente máxima en amperios (A) que el panel es capaz de entregar cuando se encuentra en cortocircuito.
- **Voltaje a máxima potencia o V_{MP} (Maximum Power Voltage):** Es el voltaje al que está disponible la potencia máxima de un módulo fotovoltaico. En general, la mayoría de fabricantes de paneles solares especificarán el voltaje del panel a la potencia máxima (V_{MP}). Este voltaje se encuentra alrededor del 70%-80% del voltaje en circuito abierto (V_{oc}).
- **Intensidad a máxima potencia o I_{MP} (Maximum Power Current):** Es la corriente a la cual el panel solar entrega la máxima potencia. Este valor es importante al elegir el regulador de carga.

$$P_{MAX} = V_{PM} \cdot I_{PM}, \text{ por lo tanto, } I_{PM} = P_{MAX}/V_{PM}$$

- **Punto de máxima potencia o P_{MAX} :** Es el punto de trabajo en el que se entrega la potencia máxima por el panel a la carga externa.
- **Factor de forma (FF):** Es la relación entre la potencia máxima y el producto de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}). Una célula de buena calidad presenta valores de FF superiores a 0.70.
- **Eficiencia y rendimiento (η):** Es la relación entre la potencia eléctrica que entrega el panel y la potencia de la radiación incidente. Un panel con eficiencia estándar está entorno al 15%, llegando al 20% en paneles de alta eficiencia.

Estos parámetros fundamentales para un correcto dimensionado de la instalación son proporcionados por el fabricante. Los paneles están testeados bajo una serie de condiciones de trabajo estandarizadas a nivel internacional,

conocidas como *Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC, del inglés, Standard Test Conditions)*. Estas condiciones estandarizadas son:

- Irradiancia: 1000 W/m^2 (nivel del mar).
- Temperatura de la célula: 25°C .
- Distribución espectral AM1,5G.

4.1.1 Tipo de módulos fotovoltaicos

La energía solar se aprovecha en por diferentes tecnologías en función de las necesidades que deseamos satisfacer. De esta manera, existen tres tipos de paneles solares:

- Paneles solares fotovoltaicos.
- Paneles solares térmicos.
- Paneles solares híbridos (fotovoltaicos + térmico).

En este apartado nos centraremos únicamente en los paneles solares fotovoltaicos. En función del tipo de células que lo forman encontraremos los siguientes tipos de paneles fotovoltaicos:

Módulos silicio cristalino

- **Monocristalinos (c-Si)**: Mediante el proceso o método de *Czochralsky* se obtiene un único cristal de silicio monocristalino (lingote cilíndrico). Posteriormente, mediante el corte de los lingotes de silicio monocristalino, se obtienen las obleas que formarán las células fotovoltaicas. Este proceso largo y costoso encarece considerablemente el precio de los módulos, sin embargo, son las que mejores rendimientos, entre el 15 y el 18%, llegando al 25% en condiciones de laboratorio. La vida útil de estas células se sitúa en el orden de 30 años con capacidad para funcionar hasta 50.

- **Policristalinos (mc-Si):** A diferencia de los monocristalinos que se forman a partir de un cristal con un único frente de cristalización, los policristalinos se forman a partir de varios frentes de cristalización. Esto hace que su rendimiento sea peor (12%-14%). Se distinguen fácilmente de los monocristalinos por su color más claro y su acabado en forma rectangular.

Módulos de película delgada (*en función de los materiales semiconductores que se depositan*). Son los paneles fotovoltaicos más baratos de fabricar, su bajo coste se debe a los procesos de fabricación más simples y a la utilización de silicio menos puro.

- **Silicio amorfo:** Esta tecnología utiliza cantidades muy bajas de silicio depositado en capas delgadas del orden de micras. Rendimientos muy bajos, entorno al 6%.
- **Telururo de cadmio (CdTe):** Es la tecnología más utilizada dentro de las de película delgada. Coste de fabricación muy bajo y rendimientos aproximados del 12%. Toxicidad elevada del cadmio.
- **Arseniuro de galio (GaAs):** Rendimientos muy elevados, llegando al 30%. Proceso de fabricación muy elevado. Uso muy específico.

4.2 Regulador de carga

El regulador de carga es un dispositivo electrónico que tiene la misión de controlar y dirigir el flujo de energía entre el sistema de acumulación (baterías) y los módulos fotovoltaicos de la instalación. El objetivo del regulador de carga es evitar descargas profundas y las sobrecargas de las baterías, puesto que ambos hechos reducen considerablemente la vida útil de éstas. Puede incluir funciones de control del estado de carga de la batería, evitando de esta manera descargas nocturnas o proporcionar información de la instalación mediante una pantalla integrada.

Para elegir correctamente el regulador para nuestra instalación es necesario atender a dos parámetros. En primer lugar, la tensión de funcionamiento de las baterías, que suelen ser de 12, 24 o 48V. El segundo parámetro es la intensidad máxima que puede soportar. En este caso hay que definir correctamente la intensidad proveniente de los paneles. Si nuestro regulador trabaja con una intensidad máxima inferior, deberemos buscar uno de mayor rango o si el regulador lo permite, conectar en paralelo otro regulador igual. De forma general, es recomendable que sea capaz de trabajar con una intensidad de corriente mínimo un 10% superior a la intensidad máxima de los paneles fotovoltaicos.

Destacan los reguladores de carga MPPT y los PWM. Los reguladores MPPT maximizan la corriente que entregan a las baterías ya que se adaptan a la entrada de los paneles. A diferencia de los PWM, la tensión y corriente en el MPPT son diferentes en la entrada y salida. Esto permite que la tensión del panel solar aumente, consiguiendo incrementos de hasta el 30% en la producción respecto a los controladores PWM.



FIGURA 28. Controlador de carga MPPT Victron Energy, modelo BlueSolar MPPT 12/24/36/48V 150V / 35. Fuente: www.monsolar.com

4.3 Inversor

La función del inversor es convertir la energía recibida por los paneles en corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) con la tensión y frecuencia de utilización. Los inversores actuales tienen un rendimiento entre el 90% y el 95%.

Las características principales de un inversor son: voltaje de entrada, eficiencia y potencia máxima a la salida. En función del voltaje que nos entregan los paneles deberemos seleccionar el inversor en base a este valor como voltaje de entrada. Los inversores disponen de protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas, además de contar con funciones de conexión y desconexión

automática cuando no tenemos consumos de las cargas de corriente alterna. Para mejorar la eficiencia de la instalación, es importante seleccionar el inversor correctamente y garantizar que sean capaces de soportar demandas instantáneas de hasta 200% de su potencia nominal.

4.4 Baterías

Las baterías o acumuladores son los dispositivos encargados de transformar la energía química que almacenan en energía eléctrica. Son el elemento fundamental en una instalación aislada de la red. Las baterías almacenan la energía eléctrica que reciben de los paneles solares (CC). En los momentos de baja o nula producción de los módulos fotovoltaicos, la energía almacenada en las baterías se utilizará para satisfacer las necesidades energéticas de la instalación. Su coste elevado sumado a que no es posible utilizar toda la energía que almacenan y su relativamente corta vida útil supone una disminución en la eficiencia y en la viabilidad económica de las instalaciones aisladas.

De forma general se utilizan tres tipos de baterías: las baterías de plomo, las baterías de níquel cadmio (Ni-Cd) y las baterías Li-ion. La elección del tipo de batería debe analizarse en función de las necesidades particulares de cada instalación y especialmente su relación costo-beneficio.

En el dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada es determinante la elección de las baterías. Uno de los puntos críticos es evitar las descargas profundas y la elección de los días máximos de autonomía. Por lo tanto, dos características fundamentales son:

- **Capacidad de carga, C_N .** Se mide en amperios hora (Ah) y nos indica la capacidad de almacenamiento de energía de las baterías. Este valor está determinado por el tiempo necesario para una descarga completa, es decir, una batería $C_{10} 50 Ah$, implica que la batería puede entregar 5 A por hora con una autonomía de 10 horas.

En general, a mayor autonomía (por ejemplo, C_{100}) mayor capacidad de almacenamiento, pero menor intensidad de energía son capaces de entregar por hora.

- **Profundidad de la descarga:** Indica el porcentaje máximo de la capacidad nominal de la batería que se debe usar en un ciclo de descarga. Una descarga excesiva puede dañar la vida útil de las baterías.

$$\text{Capacidad útil} = \text{Capacidad total} \times \text{Profundidad de descarga}$$

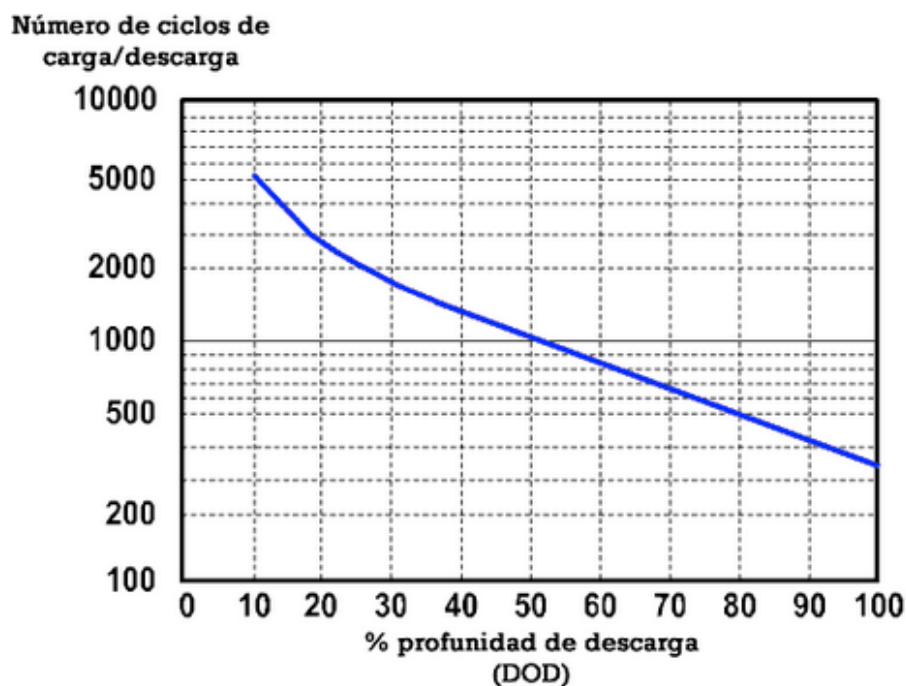


FIGURA 29. Relación ciclos carga/descarga y profundidad descarga. Fuente: www.sfe-solar.com

En la “Figura 29” podemos observar como disminuye el número total de ciclos carga/descarga en relación con la profundidad de descarga. La degradación de la batería en cantidad de ciclos carga/descarga que es capaz de soportar se reduce considerablemente a mayor profundidad de descarga que hagamos en cada ciclo.

4.5 Grupo electrógeno

Es un sistema complementario de generación eléctrica. Se basan en un motor de combustión interna que acciona un generador eléctrico. Se emplea como fuente de apoyo en lugares con problemas frecuentes de corte en el suministro energético o instalaciones aisladas que requieran un suministro eléctrico constante.

4.6 Otros elementos

En los capítulos anteriores se han descrito los elementos principales de una instalación fotovoltaica. Seguidamente, se explicará brevemente los elementos de conexionado, protección y monitorización necesarios para el correcto funcionamiento del conjunto.

4.6.1 Cableado

Deberemos tener en cuenta la reglamentación existente en nuestro país. En este caso, el Reglamento electrotécnico para baja tensión del año 2002, atendiendo a tres criterios:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de la caída de tensión.
- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

4.6.2 Conexiones

Para el conexionado se requieren cajas de conexión, con el grado de protección IP adecuado a las condiciones que vaya a soportar. Tienen como objetivo recoger los cables de los diferentes módulos fotovoltaicos, obteniendo una salida común hacia el regulador.

4.6.3 Protecciones

La implantación de las protecciones en una instalación fotovoltaica debe responder a la normativa vigente recogida en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento para baja tensión (REBT).

En adición a las protecciones que se encuentran integradas en el inversor, es necesario dotar a la instalación de las protecciones adicionales necesarias para asegurar la seguridad de la misma y de las personas responsables de su instalación, funcionamiento y mantenimiento. Estos elementos de protección y seguridad actúan interrumpiendo el suministro eléctrico en caso de sobrecargas o anomalías que puedan llegar a provocar daños al personal o a los equipos.

Dentro de los elementos de protección en corriente continua (CC), encontramos los siguientes dispositivos:

- **Fusibles:** Los encontraremos a las entradas de los inversores y en el positivo de cada de las bajadas de los módulos fotovoltaicos.
- **Bastidores de protección:** Estarán situados entre el positivo y la tierra, y el negativo y la tierra.
- **Interruptor de corriente continua** entre el inversor y las baterías.

Dentro de los elementos de protección en corriente continua (CA), encontramos los siguientes dispositivos:

- **Interruptor automático de corriente alterna:** Entre el inversor y el cuadro general de mando.
- **Interruptor diferencial:** Entre el inversor y el cuadro general de mando.

CAPÍTULO 5. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos se pueden separar en dos grandes grupos, las instalaciones aisladas de la red y las instalaciones conectadas a la red. Para explicarlo de forma más simple no se hará referencia a las particularidades de cada tipo de instalación que están recogidas dentro de la normativa vigente.

5.1 Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red

Los sistemas fotovoltaicos aislados son aquellos que no están conectados a la red eléctrica convencional y sus puntos de consumo se encuentran siempre cercanos al generador fotovoltaico. Dentro de esta categoría se diferencian aquellos que cuentan con acumuladores eléctricos (baterías) y los que no disponen de ningún elemento de almacenamiento de la energía.

Sistemas con acumulación eléctrica: Se emplean especialmente para la electrificación rural doméstica sin acceso a la red eléctrica convencional, sistemas de telecomunicaciones, sistemas de señalización vial, iluminación pública, balizas marítimas, etc.

Sistemas sin acumulación: Sistemas de bombeo de agua para riego o consumo.

Un esquema de conexión típico de los sistemas aislados con acumulación es el montaje en T. En este capítulo solo se muestra un tipo de esta variante, pero existen muchos y de diversa complejidad. En la siguiente figura podemos ver un montaje estándar en T de una instalación fotovoltaica con acumulación.

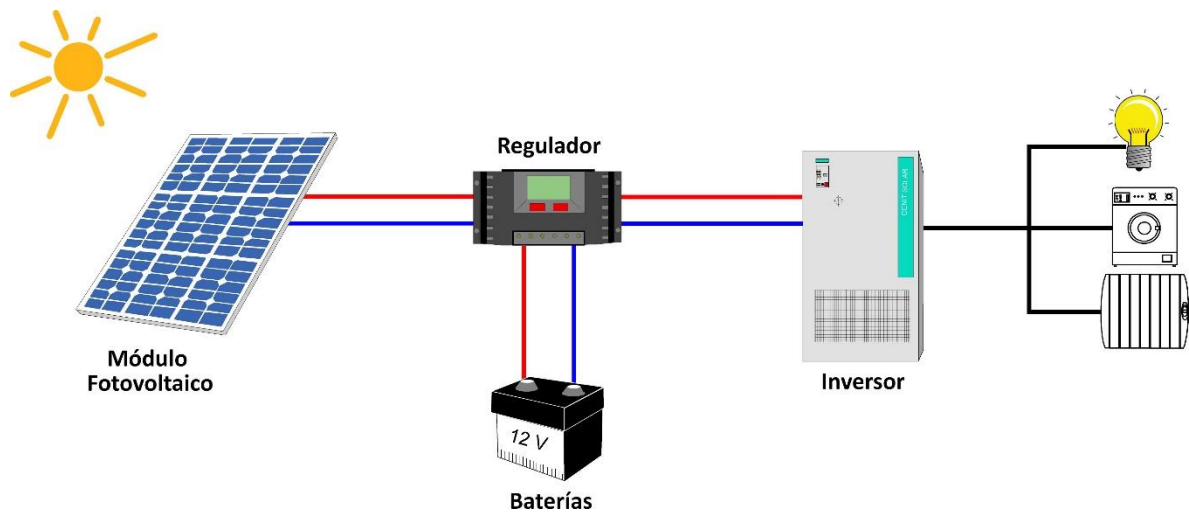


FIGURA 30. Esquema de montaje tipo T de una instalación aislada con acumulación.

Fuente: www.cenitsolar.com

5.2 Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

Son sistemas que están conectados a la red de distribución eléctrica convencional y de forma general existen dos tipos:

Centrales fotovoltaicas: Cuando se carecen de puntos de consumo eléctrico, su único propósito es inyectar energía eléctrica a la red.

Sistemas de autoconsumo: Cuando disponen de puntos de consumo eléctrico. Dentro de los sistemas de autoconsumo podemos encontrar dos variedades: con excedentes o sin excedentes.



GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

MEMORIA JUSTIFICATIVA

ÍNDICE MEMORIA JUSTIFICATIVA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	58
1.1 Software de cálculo.....	58
1.2 Justificación del emplazamiento.....	58
1.3 Localización y climatología	59
1.4 Demanda energética	62
1.5 Potencia instalada (célula M87-IDRA)	63
1.6 Horas de funcionamiento	64
1.7 Consumos.....	66
CAPÍTULO 2. CÁLCULOS DEL SISTEMA AISLADO.....	68
2.1 Predimensionado de la instalación fotovoltaica aislada.....	68
2.1.1 Inclinación óptima de los módulos.....	68
2.1.2 Número de módulo fotovoltaicos necesarios.....	71
2.1.3 Elección del regulador de carga/inversor.....	73
2.1.4 Capacidad del sistema de almacenamiento.....	78
2.2 Resultados simulación (parámetros predimensionado)	80
2.2.1 Análisis del estado de carga/descarga de las baterías.....	87
2.2.2 Desarrollo de la propuesta.....	95
2.2.3 Resultados de la propuesta.....	96
2.2.4 Estado de carga/descarga de las baterías (propuesta).....	101
2.2.5 Análisis de la vida útil de las baterías.....	112
2.2.6 Resumen definitivo.....	120
2.3 Análisis de la viabilidad económica	121
2.3.1 Estimación del ahorro energético.....	123
2.3.2 Estudio de la viabilidad económica de la instalación aislada.....	125
2.3.3 Conclusiones y soluciones planteadas.....	129
CAPÍTULO 3. CÁLCULOS DEL SISTEMA CONECTADO A RED.....	131
3.1 Elección del inversor.....	131
3.2 Configuración de los módulos fotovoltaicos.....	131
3.3 Resultados simulación (instalación conectada a red)	137
3.4 Resumen definitivo instalación conectada a red.....	145
3.5 Análisis de la viabilidad económica	146
3.5.1 Estimación del ahorro energético.....	148
3.5.2 Estudio de la viabilidad económica instalación conectada a red.....	151
3.6 Conclusión final.....	155

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Software de cálculo

Para el dimensionado de la instalación se ha utilizado el software *PVsyst* en su versión 6.8.6.

PVsyst es una herramienta informática que permite realizar el diseño, simulación y análisis de datos de una instalación solar fotovoltaica. Fue desarrollado por la universidad de Ginebra y es un software de gran utilidad en trabajos académicos.

Mediante este software se ha obtenido el número necesario de paneles y la distribución de estos (ramas en serie y paralelo), la capacidad de las baterías, el estado de carga y descarga a lo largo del tiempo y los valores de los inversores entre otros datos.

Para la obtención de los valores de radiación solar se ha utilizado la herramienta online *PVGIS* desarrollada por la Unión Europea.

1.2 Justificación del emplazamiento

Debido a la no existencia de factores condicionantes en la elección del emplazamiento, se ha decidido mediante la observación de mapas de radiación la zona con mejores condiciones para la generación solar fotovoltaica. Para este objetivo se han utilizado los datos presentados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) en el informe “*Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSTAT*”.

En la “*FIGURA 31*” donde aparecen las irradiancias medias globales de España, podemos observar las zonas en color rojo intenso como las que presentan mayores medias de incidencia solar a lo largo del año.

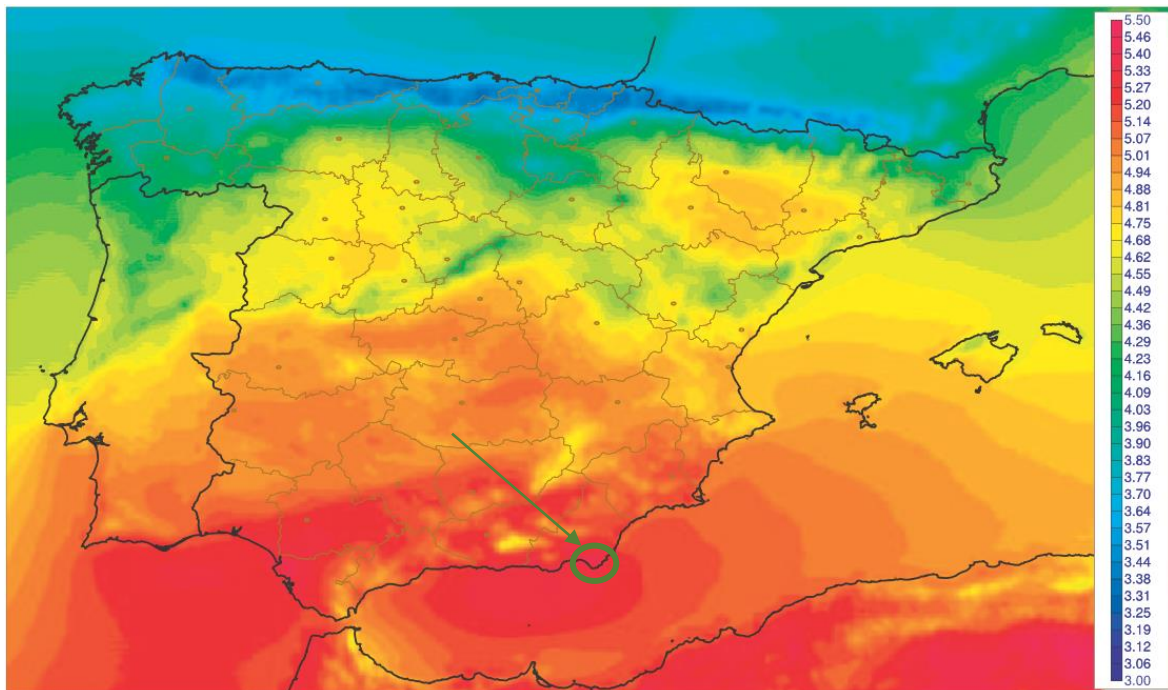


FIGURA 31. Irradiancia global media (KWh/m²/día) en España. Fuente: Informe AEMET

Analizando las tablas de datos que aparecen que el informe se ha decidido emplazar la instalación en Viator, provincia de Almería.

1.3 Localización y climatología

La instalación objeto de estudio estará situada:

- Municipio: Viator, polígono industrial la Juaida, sector industrial S.
- Código postal: 04240
- Provincia: Almería
- Latitud: 36° 52' 40" N
- Longitud: 2° 24' 7" O



El clima de Viator se puede definir como una estepa local, propio de climas extremos y escasas precipitaciones. Los veranos son cortos, calientes, húmedos y áridos. Por el contrario, los inviernos son largos, fríos, secos y bastante ventosos. En la siguiente figura podemos ver las temperaturas medias máximas y mínimas a lo largo del año, así como las precipitaciones.

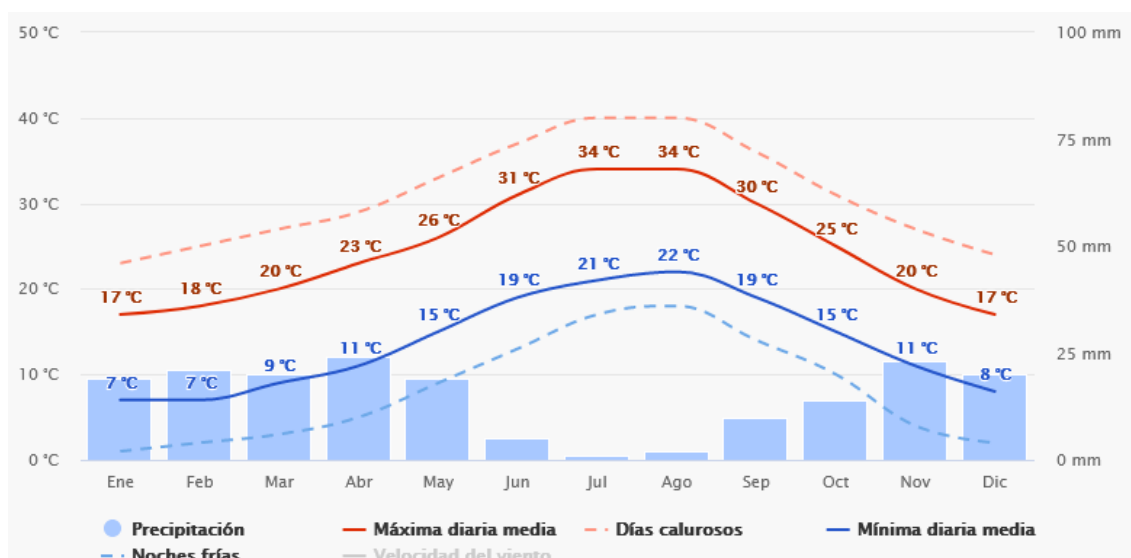


FIGURA 32. Temperaturas medias anuales (máximos y mínimos) Viator. Fuente: www.meteoblue.com

La temperatura promedio en Viator se encuentra entre 17°C y los 20°C, con lluvias muy poco frecuentes y una velocidad media anual del viento de 15 km/h. La mayor parte del año el cielo se encuentra despejado o mayormente despejado. En el siguiente gráfico se muestra los diferentes porcentajes en función de las categorías de nubosidad.

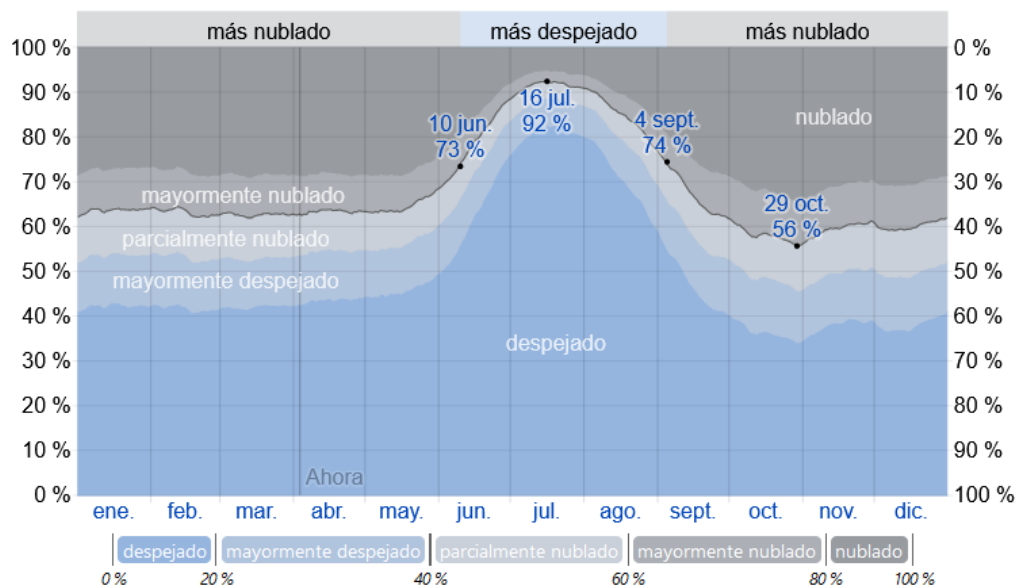


FIGURA 33. Temperaturas medias anuales (máximos y mínimos) Viator. Fuente: www.meteoblue.com

Con estos datos, vemos que se trata de una región con temperaturas comprendidas entre los 7-30°C a lo largo del año y rara vez se encuentra por debajo de los 5°C o por encima de los 35°C. Además, es una región muy seca con muy pocas lluvias anuales y con un cielo considerablemente despejado a lo largo del año. Por lo tanto, se diseñará el sistema de almacenamiento con una autonomía mínima de 2 días.

Respecto a los datos de irradiación solar, podemos consultarlos en la web <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.

Algunos datos que facilita la página anterior para la ubicación del proyecto son:

- Localización: Latitud: 36° 52' 40" N
- Longitud: 2° 24' 7" O
- Ángulo óptimo de inclinación: 32°

Latitude (decimal degrees): 36.878

Longitude (decimal degrees): -2.402

Radiation database: PVGIS-SARAH

Optimal slope angle (deg.): 32

month	H(h)_m	H(i_opt)_m	Hb(n)_m	T2m
Jan	95.53	158.16	146.03	13.6
Feb	101.81	141.82	126.08	13.0
Mar	159.12	196.65	189.85	13.6
Apr	168.53	178.4	162.44	16.1
May	214.89	203.0	212.08	19.0
Jun	245.48	223.56	250.59	24.7
Jul	239.52	222.72	252.47	26.9
Aug	225.02	230.13	246.76	26.1
Sep	176.77	206.27	206.76	25.0
Oct	125.88	166.92	150.92	21.1
Nov	84.79	128.66	117.49	15.2
Dec	74.61	126.48	124.41	12.4

1.4 Demanda energética

El terreno donde se situará la instalación cuenta con una superficie total de aproximadamente 58.000 metros cuadrados en superficie plana y sin ningún obstáculo que pueda generar sombras en los módulos fotovoltaicos. La fábrica que se pretende alimentar mediante la generación de energía solar está formada por dos células de mecanizado e inyección de aluminio. Para conocer los consumos típicos de esta fábrica se dispone de los datos de potencia de la célula M87-IDRA, propiedad de la empresa *CIE Automotive en Vilanova i la Geltrú*.

Para determinar los consumos totales, una vez enumerados los elementos existentes en las células de mecanizado e inyección, se creó una tabla Excel con

todos los elementos de la instalación con sus respectivas potencias nominales y las horas de uso a lo largo de un día de producción.

1.5 Potencia instalada (célula M87-IDRA)

La fábrica constará de 2 células de mecanizado e inyección de aluminio.

Cada célula constará de una máquina con cargador incluido IDRA OL900CS, un robot ABB IRB4600 F60, una prensa Diesse Presse 2VT30S, un horno de mantenimiento de 1200kg, dos atemperadores Robamat 3212, un lubricador DAG 1000 MCT-2 y una granalladora Banfi. En la siguiente tabla se especifican los consumos nominales de cada elemento de la célula.

Célula M87 - IDRA	Consumo (kW)	Amp.	Coef. simultaneidad (0.7)	Sección
Máquina OL900CS	70 kW (máq+carg)	145		1x50mm ² 3F+T
Prensa Diesse Presse 2VT30S	15	30		5x16mm ² 3F+N+T
Horno 1200 kg	19,5	28		1x25mm ² 6 hilos
Cargador IDRA	----	----		
Robot ABB IRB4600 F60	1,5	2,5		5x1,5mm ² 3F+N+T
Lubricador DAG 1000 MCT-2	8 + 1,8 (depósito)	16		5x2,5mm ² 5x1,5mm ² 3F+N+T

Atemperador 1 Robamat 3212	42,2 ($\cos\theta = 1$)	63		5x16mm ² 3F+N+T
Atemperador 2 Robamat 3212	42,2 ($\cos\theta = 1$)	63		5x16mm ² 3F+N+T
Caja enchufes	30	50		5x16mm ² 3F+N+T
Total (kW)	230 kW	397	277 kVA	

Tabla 3. Potencia nominal elementos célula M87-IDRA. Fuente: Elaboración propia

La potencia instalada total será de 460 kW.

1.6 Horas de funcionamiento

En las siguientes tablas se definen las horas de funcionamiento en función de la hora del día por cada elemento de las células M87-IDRA. El tiempo de funcionamiento por cada rango horario está expresado en número de horas.

Tabla 4. Consumos por hora elementos células M87-IDRA. Fuente: Elaboración propia

CONSUMO CÉLULA M87 - IDRA					Nº1																							
Horario					00:00-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Descripción	Cantidad	P (kW)	Horas/día	Días uso / semana																								
Máquina OL900CS (máquina+cargador)	1	70	12,5	5						0,5	0,75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,75	0,5				
Prensa Diesse Presse 2VT30S n° 2190/99	1	15	10	5								1	1	1	1	1	1	0,75	0	0,75	1	1	0,5					
Horno 1200 kg	1	19,5	12,5	5						0,5	0,75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,75	0,5				
Robot ABB IRB4600 F60	1	1,5	6,5	5								0,75	0,75	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0,75	0,5	0,5	0,75					
Lubricador DAG 1000 MCT-2	1	9,8	11,25	5						0,5	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,75	1	1	1					
Atemperador 1 Robamat 3212	1	42,2	8,7	5								0,25	0,5	1	1	1	1	0,5	0,7	1	1	0,75						
Atemperador 2 Robamat 3212	1	42,2	8,7	5								0,25	0,5	1	1	1	1	0,5	0,7	1	1	0,75						
Caja enchufes	1	30	10,75	5								1	1	0,75	1	0,5	1	1	0,5	1	1	1	1					
Granalladora Banfi	1	14	9,25	5									1	1	1	0,75	0,75	0	0,75	1	1	1	1					
Horario					00:00-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
CONSUMO CÉLULA M87 - IDRA					Nº2																							
Horario					00:00-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Descripción	Cantidad	P (kW)	Horas/día	Días uso / semana																								
Máquina OL900CS (máquina+cargador)	1	70	12,5	5						0,5	0,75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,75	0,5				
Prensa Diesse Presse 2VT30S n° 2190/99	1	15	10	5								1	1	1	1	1	1	0,75	0	0,75	1	1	0,5					
Horno 1200 kg	1	19,5	12,5	5						0,5	0,75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,75	0,5				
Robot ABB IRB4600 F60	1	1,5	6,5	5								0,75	0,75	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0,75	0,5	0,5	0,75					
Lubricador DAG 1000 MCT-2	1	9,8	11,25	5						0,5	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,75	1	1	1					
Atemperador 1 Robamat 3212	1	42,2	8,7	5								0,25	0,5	1	1	1	1	0,5	0,7	1	1	0,75						
Atemperador 2 Robamat 3212	1	42,2	8,7	5								0,25	0,5	1	1	1	1	0,5	0,7	1	1	0,75						
Caja enchufes	1	30	10,75	5								1	1	0,75	1	0,5	1	1	0,5	1	1	1	1					
Granalladora Banfi	1	14	9,25	5									1	1	1	0,75	0,75	0	0,75	1	1	1	1					
Horario					00:00-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00

1.7 Consumos

La fábrica produce de lunes a viernes desde las 08:00 de la mañana hasta las 18:00 de la tarde. Para evitar subidas de tensión o fallos en el arranque de las máquinas, se encienden gradualmente desde las 06:00 de la mañana para que a las 08:00 estén plenamente operativas. De igual manera, por la tarde, se apagan gradualmente desde las 18:00 hasta las 20:00.

Una vez conocida la potencia de cada elemento y el número de horas que funcionan a lo largo de un día, determinar el consumo total a lo largo del día es el resultado de multiplicar la potencia por el número de horas. En la siguiente tabla se puede ver el consumo por cada rango de horas.

CONSUMO TOTAL CÉLULAS POR HORAS Y DÍA (kWh)	
00:00-1:00	0
1:00-2:00	0
2:00-3:00	0
3:00-4:00	0
4:00-5:00	0
5:00-6:00	36,36
6:00-7:00	53,91
7:00-8:00	262,09
8:00-9:00	366,59
9:00-10:00	429,00
10:00-11:00	442,64
11:00-12:00	409,00
12:00-13:00	436,27
13:00-14:00	324,73
14:00-15:00	325,42
15:00-16:00	432,05
16:00-17:00	442,64
17:00-18:00	404,27
18:00-19:00	235,55
19:00-20:00	81,36
20:00-21:00	0
21:00-22:00	0
22:00-23:00	0
23:00-00:00	0
TOTAL	4681,87

Tabla 5. Consumos diarios totales por cada hora del día. Fuente: Elaboración propia

Para introducir los valores de consumo diario en el PVsyst hay que tener presente la eficiencia del inversor, en este caso, se ha considerado un rendimiento del 90%. Los valores de consumos corregidos se presentan en la siguiente tabla.

CONSUMO TOTAL CÉLULAS POR HORAS Y DÍA (kWh)		CONSUMO CORREGIDO TOTAL CÉLULAS POR HORAS Y DÍA (kWh)
00:00-1:00	0	0
1:00-2:00	0	0
2:00-3:00	0	0
3:00-4:00	0	0
4:00-5:00	0	0
5:00-6:00	36,36	40
6:00-7:00	53,91	59,3
7:00-8:00	262,09	288,3
8:00-9:00	366,59	403,25
9:00-10:00	429,00	471,9
10:00-11:00	442,64	486,9
11:00-12:00	409,00	449,9
12:00-13:00	436,27	479,9
13:00-14:00	324,73	357,2
14:00-15:00	325,42	357,96
15:00-16:00	432,05	475,25
16:00-17:00	442,64	486,9
17:00-18:00	404,27	444,7
18:00-19:00	235,55	259,1
19:00-20:00	81,36	89,5
20:00-21:00	0	0
21:00-22:00	0	0
22:00-23:00	0	0
23:00-00:00	0	0
TOTAL		5150,06

Tabla 6. Consumos diarios totales corregidos por cada hora del día. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la tabla anterior, la demanda fluctúa a lo largo del día, el consumo energético diario de la fábrica es de **5150,06 kWh**. Para simplificar el desarrollo de este proyecto y por no disponer de datos que permitan un análisis de estimación de la demanda energética más riguroso, se asume la hipótesis de día característico de demanda más elevada el que se ha presentado en la “Tabla 6”.

La empresa abre todos los días del año exceptuando sábados y domingos, por lo que, con un total de 260 días de producción anual, el consumo acumulado será de aproximadamente **1.339.015,6 kWh**.

CAPÍTULO 2. CÁLCULOS DEL SISTEMA AISLADO

2.1 Predimensionado de la instalación fotovoltaica aislada

El objetivo de este apartado es realizar un predimensionado básico del sistema fotovoltaico con el objetivo de establecer los elementos fundamentales de la instalación y sus características. En primer lugar, se hará una propuesta inicial del número mínimo de módulos fotovoltaicos, las baterías y los reguladores de carga necesarios para satisfacer los consumos energéticos de la fábrica, garantizando que en ningún momento haya cortes de alimentación. Posteriormente, se utilizará la herramienta de cálculo y simulación *PVsyst* para validar los resultados obtenidos en el predimensionado. De igual manera, se hará un análisis de los resultados de las simulaciones proporcionadas por el programa. El estado de carga de las baterías será fundamental para el estudio de la viabilidad económica de este proyecto.

2.1.1 Inclinación óptima de los módulos

Para determinar la inclinación óptima de los paneles hay que considerar varios aspectos del planteamiento inicial de la instalación y sus demandas energéticas. La fábrica que se pretende alimentar opera durante 260 días, es decir, todos los días del año exceptuando los sábados y domingos. Por esta razón la inclinación de los paneles pretende optimizar la máxima generación a lo largo del año, adaptándose y ajustándose a los meses más desfavorables, los meses de invierno, donde la generación es menor. Esto implicará que durante el resto de los meses haya un gran excedente de energía.

Los datos de irradiación utilizados en este proyecto se han obtenido en la web <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. Introduciendo los datos relativos a la ubicación

del emplazamiento se han obtenido los valores de irradiancia global media sobre la horizontal, irradiancia global media sobre la superficie inclinada de los paneles, así como otros parámetros, como por ejemplo la temperatura media. Posteriormente, estos datos meteorológicos de la zona se cargaron en el sistema de datos del programa empleado para las simulaciones.

Para determinar el ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares, se ha realizado una relación entre los consumos diarios de la fábrica (*“Tabla 6. Consumos diarios totales corregidos por cada hora del día”*) y los valores de irradiancia en plano inclinado que hemos obtenido con antelación.

En las siguientes tablas se recogen los resultados obtenidos:

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA INCLINACIÓN ÓPTIMA (32°)												
MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
H (32°) (kW/m ² /día)	5,101	4,890	6,344	5,946	6,548	7,452	7,184	7,423	6,875	5,384	4,288	4,080
CONSUMOS Gt (kW/m ² /día)	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06
P= Gt/H (32°) (m ²)	1009,618	1053,182	811,864	866,139	786,509	691,098	716,879	693,798	749,100	956,549	1201,040	1262,270
MES MÁS DESFAVORABLE DICIEMBRE (1262,270)												

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA INCLINACIÓN DE 40°												
MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
H (40°) (kW/m ² /día)	5,400	5,049	6,400	5,823	6,249	7,036	6,814	7,187	6,857	5,511	4,487	4,333
CONSUMOS Gt (kW/m ² /día)	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06
P= Gt / H (40°) (m ²)	953,715	1020,016	804,697	884,434	824,141	731,958	755,806	716,580	751,066	934,506	1147,774	1188,567
MES MÁS DESFAVORABLE DICIEMBRE (1188,567)												

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA INCLINACIÓN DE 45°												
MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
H (45°) (kW/m²/día)	5,550	5,113	6,389	5,700	6,011	6,714	6,528	6,985	6,790	5,551	4,581	4,463
CONSUMOS Gt (kW/m²/día)	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06
P= Gt / H (45°) (m²)	927,939	1007,248	806,082	903,519	856,773	767,063	788,919	737,303	758,477	927,772	1124,222	1153,946
MES MÁS DESFAVORABLE DICIEMBRE (1153,946)												

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA INCLINACIÓN DE 50°												
MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
H (50°) (kW/m²/día)	5,664	5,145	6,335	5,544	5,738	6,352	6,198	6,737	6,679	5,555	4,645	4,563
CONSUMOS Gt (kW/m²/día)	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06
P= Gt / H (50°) [m²]	909,262	1000,983	812,953	928,943	897,536	810,778	830,923	764,444	771,082	927,104	1108,732	1128,657
MES MÁS DESFAVORABLE DICIEMBRE (1128,657)												

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA INCLINACIÓN DE 55°												
MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
H (55°) (kW/m²/día)	5,739	5,144	6,241	5,356	5,432	5,952	5,832	6,446	6,526	5,525	4,679	4,670
CONSUMOS Gt (kW/m²/día)	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06
P=Gt / H (55°) (m²)	897,379	1001,178	825,198	961,550	948,096	865,265	883,069	798,954	789,160	932,138	1100,675	1102,797
MES MÁS DESFAVORABLE DICIEMBRE (1102,797)												

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA INCLINACIÓN DE 60°												
MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
H (60°) (kW/m ² /día)	5,774	5,111	6,108	5,136	5,096	5,518	5,431	6,116	6,331	5,459	4,683	4,658
CONSUMOS Gt (kW/m ² /día)	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06	5150,06
P=Gt / H (60°) (m ²)	891,939	1007,642	843,166	1002,737	1010,608	933,320	948,271	841,967	813,467	943,407	1099,735	1105,637
MES MÁS DESFAVORABLE DICIEMBRE (1105,637)												

Tabla 7. Relación Consumos/Radiación para diferentes inclinaciones. Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en las tablas, la mejor inclinación es 55°, ya que presenta una relación de P más baja para el mes más desfavorable, por lo tanto, se tendrá que dimensionar la instalación de tal manera que se pueda hacer frente a los consumos durante el mes con menor generación sin que tengamos cortes de energía. De forma paralela, tendremos un excedente en la producción en los meses más favorables. Realizando una simulación con el software PVsyst se ha podido comprobar que la mejor inclinación para esta instalación es de 55°.

2.1.2 Número de módulo fotovoltaicos necesarios

Para hacer una estimación de los módulos fotovoltaicos es necesario conocer los datos de consumo diario de la fábrica, valores que se recogen en la “Tabla 6. Consumos diarios totales corregidos por cada hora del día”.

Los valores totales de consumo diario de las dos células M87-IDRA recogidas en la tabla 6 son los siguientes:

- Consumo total diario (C_D): 5150,06 kWh.

Aplicaremos un factor de seguridad del 10% sobre el consumo diario:

$$C_D = 5150,06 \times 1,1 = 5665,06 \text{ kWh}$$

La empresa abrirá de lunes a viernes todos los días del año, es decir, 260 días de un total de 365 días anuales. Esto representa un 71,23% de los días totales de un año completo, por lo tanto, se ajustará el consumo diario a este porcentaje.

$$C_D = 5665,06 \text{ kW} \times 0,7123 = \mathbf{4035, 22 \text{ kWh}}$$

Cálculo número de módulos:

Datos:

- $C_D = 4035, 22 \text{ kWh}$
- Hora solar mínima: datos PVGIS = 4,67h (para el mes de diciembre, 55° inclinación y azimut 0°)

Con estos datos podemos calcular la potencia fotovoltaica (P_{FV}) de nuestra instalación:

$$P_{FV} = \frac{\text{Consumo diario}}{\text{Hora solar mínima}} = \frac{4035,22 \text{ kWh}}{4,67 \text{ h}} = 864, 073 \text{ kW}$$


El sistema funcionarà a una tensió de 48V de corrent continu. Els panells propostes seran de la marca SolarWorld modelo SW300 MONO que proporcionen 300 Wp de potencia máxima con una eficiencia del 17,89%.

Sunmodule[®] Plus

SW 285-300 MONO

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 285	SW 290	SW 295	SW 300
Maximum power	P_{max}	285 Wp	290 Wp	295 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	39.7 V	39.9 V	40.0 V	40.1 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.3 V	31.4 V	31.5 V	31.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.84 A	9.97 A	10.10 A	10.23 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.20 A	9.33 A	9.45 A	9.57 A
Module efficiency	η_m	17.00 %	17.30 %	17.59 %	17.89 %



*STC: 1000W/m², 25 °C, AM 1.5

Datos módulo FV (SW 300 MONO, de SolarWorld):

- $P_{m\acute{a}x} = 300 \text{ Wp}$
- $V_{oc} = 40,1 \text{ V}$
- $V_{mpp} = 31,6 \text{ V}$
- $I_{sc} = 10,23 \text{ A}$
- $I_{mpp} = 9,57 \text{ A}$

El número total de módulos requeridos vendrá determinado por la potencia fotovoltaica de la instalación y la potencia del módulo.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Potencia módulo}} = \frac{864073 \text{ W}}{300 \text{ W}} = 2880,24 \text{ módulos} = 2881$$

2.1.3 Elección del regulador de carga/inversor

Debido a que el programa PVsyst en su modalidad de simulación de sistemas aislados no permite introducir inversores se ha optado por elegir un regulador de carga de características similares al inversor-regulador que finalmente formará parte de la instalación.

Los consumos diarios introducidos en el programa de simulación se han incrementado un 10% (*"Tabla 6. Consumos diarios totales corregidos por cada hora del día. Fuente: Elaboración propia"*) para tener en cuenta las pérdidas del inversor-cargador. De esta manera, se espera conseguir los valores de generación y estado de carga de las baterías más cercanas a las condiciones reales al implementarse el inversor-regulador definitivo.

Una vez realizadas las simulaciones necesarias con el regulador de carga, se ha ajustado la configuración de los paneles, manteniendo el mismo número, para optimizar el punto de máxima potencia del inversor-regulador definitivo. Esto se debe a que el regulador utilizado en las simulaciones tiene un rango de funcionamiento MPPT más reducido que el inversor-regulador elegido. Es por ello, que para obtener las mismas condiciones de funcionamiento que el regulador de carga empleado en las simulaciones habrá que definir una configuración diferente para el inversor-regulador.

El inversor-cargador elegido será el **Axpert MKS II de 5000W** de 80A. Al final de este apartado, una vez realizados los cálculos de predimensionado del regulador de carga utilizado en las simulaciones, se calculará el número equivalente de inversores-cargadores necesarios para conseguir el mismo comportamiento que el de los reguladores de carga utilizados en la simulación y se determinará la nueva configuración necesaria de los paneles.

El regulador de carga elegido para las simulaciones de la instalación aislada es el *FLEXmax 80*, de la marca Outback Power. Se trata de un controlador de carga MPPT que soporta 80A y un rango de voltaje MPPT de 60V a 145V. La elección del regulador de carga es fundamental para el correcto dimensionado de la instalación. Para determinar el número de módulos que se pueden

conectar a cada regulador, determinaremos el número de cadenas (*strings*) que se pueden conectar en paralelo y en serie. Para ello, necesitamos conocer la intensidad máxima que admite el regulador en corriente continua y la intensidad máxima que será suministrada por los módulos, es decir, la corriente de cortocircuito (I_{sc}). La intensidad que circula por cada *string* que formen los módulos fotovoltaicos será la misma, en cambio, la intensidad total de todos los strings en paralelo será igual a la suma de las intensidades de cada string. En este caso, si observamos las fichas técnicas de los fabricantes, tenemos que el voltaje máximo admisible del regulador elegido es de 150V y con una tensión de 80A. Por el otro lado, cada panel entrega un voltaje en circuito abierto (V_{oc}) de 40,1V y una intensidad de cortocircuito (I_{sc}) de 10,23A.

FLEXmax Specifications

FLEXmax 80 - FM80-150VDC

Nominal Battery Voltages	12, 24, 36, 48, or 60 VDC (Single model - selectable via field programming at start-up)
Maximum Output Current	80 amps @ 104° F (40°C) with adjustable current limit
Maximum Solar Array STC Nameplate	12 VDC systems 1250 Watts / 24 VDC systems 2500 Watts / 48 VDC systems 5000 Watts / 60 VDC Systems 7500 Watts
NEC Recommended Solar Array STC Nameplate	12 VDC systems 1000 Watts / 24 VDC systems 2000 Watts / 48 VDC systems 4000 Watts / 60 VDC Systems 5000 Watts
PV Open Circuit Voltage (VOC)	150 VDC absolute maximum coldest conditions / 145 VDC start-up and operating maximum
Standby Power Consumption	Less than 1 Watt typical
Power Conversion Efficiency	97.5% @ 80 Amps in a 48 VDC System - Typical
Charging Regulation	Five Stages: Bulk, Absorption, Float, Silent and Equalization
Voltage Regulation Set points	10 to 60 VDC user adjustable with password protection
Equalization Charging	Programmable Voltage Setpoint and Duration - Automatic Termination when completed
Battery Temperature Compensation	Automatic with optional RTS installed / 5.0 mV per °C per 2V battery cell
Voltage Step-Down Capability	Can charge a lower voltage battery from a higher voltage PV array - Max 150 VDC input

$$N^{\circ} \text{ max.strings} = \frac{I_{\text{max.regulador}}}{I_{\text{sc panel}}} = \frac{80 \text{ A}}{10,23 \text{ A}} = 7,82$$

Es decir, máximo 7 cadenas en paralelo. Como veremos a continuación el valor que hemos obtenido solo es una referencia, que estará sujeta a modificarse para garantizar que los módulos conectados al regulador cumplan con los valores máximos admisibles de intensidad y corriente de éste.

A continuación, se calculará el número máximo de paneles que podemos conectar en serie por cada *string*. En este punto es importante mencionar que la

temperatura puede afectar considerablemente los valores de voltaje en circuito abierto (V_{oc}) o los voltajes de máxima potencia (V_{mpp}) de los módulos fotovoltaicos. La hoja técnica del regulador nos indica que el voltaje MPP mínimo es de 60V y un máximo de 150V, por lo tanto, hay que garantizar que en las peores condiciones de temperatura los paneles que forman el *string* se mantengan en ese margen. El programa de simulación *PVsyst* dispone en su base de datos del panel que se ha elegido y nos ofrece los siguientes datos que emplearemos para determinar el número de paneles en serie que podemos conectar:

- $V_{mpp} (60^{\circ}\text{C}) = 26,7\text{V}$
- $V_{oc} (-10^{\circ}\text{C}) = 44,7\text{V}$

Con estos valores podemos determinar que con 2 paneles por string no llegaríamos al voltaje de máxima potencia (V_{mpp}) que requiere el regulador cuando el módulo esté a 60°C , valor fácilmente alcanzable en los meses de verano. De igual manera, una cadena de 4 paneles podría superar el voltaje máximo de 150V. Por lo tanto, en este caso el número de paneles por *string* será de 3. En el apartado anterior determinamos el número máximo de *strings* en paralelo que conectaremos al regulador, hasta un máximo de 7, con lo que tendríamos un total de 21 paneles por cada regulador.

Por último, queda comprobar que el total de paneles conectados al regulador no superen la potencia recomendada por el fabricante, en este caso es de 5000W para el regulador de 48V escogido.

$N^{\circ}\text{paneles} \times \text{Potencia módulo} < \text{Potencia máx. Regulador} =$

$$= 21 \times 300\text{W} = 6300\text{W} < 5000\text{W}$$

Como se puede observar, el número total de paneles conectado al regulador está por encima del valor recomendado. Por lo tanto, se reducirá a 6 *strings* en paralelo con 3 paneles en serie cada uno.

Con estas valoraciones en consideración, cada **regulador tendrá 18 paneles** conectados. Con esta configuración se supera en un 8% el valor de potencia que

recomienda el fabricante para este regulador, pero no supone ningún inconveniente para la estabilidad del sistema. Esto se debe a que la mayor parte del tiempo los paneles no se encuentran en el punto de máxima potencia, de esta manera, no habrá una sobrecarga en el regulador de forma prolongada que pueda suponer un factor de riesgo. En los siguientes capítulos comprobaremos los resultados que ofrece el programa de simulación teniendo en cuenta los criterios y los valores obtenidos en el proceso de predimensionado de los elementos que integran la instalación.

En el apartado “1.8.2 Número de módulo fotovoltaicos necesarios” se ha estimado un total de **2881 paneles necesarios** y, por consiguiente, se necesitarán un total de 161 **reguladores de carga** en la instalación.

Mencionar que debido a que el regulador de carga únicamente dispone de una entrada MPPT, se ha buscado que el número de módulos por rama sea el mismo y además que la caída de tensión en la rama se encuentre en el rango de funcionamiento MPPT óptimo. Se concluye que la configuración elegida y desarrollada en este capítulo cumple correctamente las especificaciones de voltaje e intensidad del regulador.

Siguiendo el mismo procedimiento de cálculo del regulador de carga empleado en las simulaciones, se ajusta bajo los mismos criterios el inversor-cargador que se empleará en la instalación. Como se ha comentado con anterioridad el inversor-cargador presenta un rango de funcionamiento MPPT superior al regulador empleado en la simulación, por lo tanto, la configuración de los paneles cambiará, pero manteniendo el número total de paneles. De esta manera, la configuración del inversor-regulador elegido, **Axpert MKS II de 5000W**, tendrá 16 paneles conectados formando 2 ramas en paralelos de 8 módulos en serie, por consiguiente, se necesitarán **180 unidades en la instalación para los 2880 paneles**.

2.1.4 Capacidad del sistema de almacenamiento

El cálculo del sistema de almacenamiento dentro de un sistema aislado de la red cobra un enorme protagonismo. Las baterías representan una gran parte de la inversión necesaria para este tipo de instalaciones. Se ha considerado una autonomía de 2 días en el predimensionado, siendo susceptible de posibles cambios en función de los resultados obtenidos en por el programa de simulación. Para realizar este primer cálculo de la capacidad que necesitaremos para cumplir las necesidades del sistema se considerarán los siguientes puntos definidos con anterioridad:

- Voltaje del sistema: 48V
- Consumo diario: **4035, 22 kWh**
- Eficiencia del inversor: **95%** (*se ha considerado un valor ligeramente inferior al indicado en la hoja técnica, 97,5%*)

Con estos valores determinamos la capacidad diaria necesaria:

$$\text{Ah/día} = \frac{\text{Consumo diario}}{\frac{Ef.inversor}{\text{Voltaje sistema}}} = \frac{4035220 \text{ Wh}}{\frac{0,95}{48V}} = 88491,6 \text{ Ah}$$

$$\text{Ah/día} = 88491,6 \text{ Ah}$$

Con este valor obtenemos el número de baterías necesarias en paralelo, considerando los siguientes aspectos:

- Ah/día = 88491,6 Ah
- Días autonomía = 2
- Profundidad descarga = 50%

La batería elegida para la instalación es la Sun power VL OPzS 2-4700 que tiene una capacidad de 4700Ah a C₁₀₀ y 3488Ah para C₁₀. Cada vaso tiene 2V de tensión continua. El programa de simulación utilizado trabaja únicamente con capacidades referidas a C₁₀. Por esta razón, los cálculos del predimensionado tendrán en cuenta los valores de las baterías en C₁₀₀ y posteriormente se ajustarán los valores obtenidos para el programa de simulación.

$$N^{\circ} \text{ bat. paralelo} = \frac{\frac{Ah}{\text{día}} \times \text{días autonomía}}{\frac{\text{Profundidad descarga}}{\text{Capacidad batería}}} = \frac{88491,6Ah \times 2}{\frac{0,5}{4700Ah}} = \frac{353966,4Ah}{4700Ah} = 75.31$$

Este valor se traduce en una capacidad global de las baterías de:

$$76 \times 4700Ah = 357200 \text{ Ah}$$

Seguidamente calcularemos las baterías necesarias en serie. Teniendo el valor de la tensión continua de cada batería en 2V y siendo el voltaje del sistema planteado de 48V, determinamos que se conectarán 24 baterías en serie por cada rama. De esta manera, la distribución resultante requerida es:

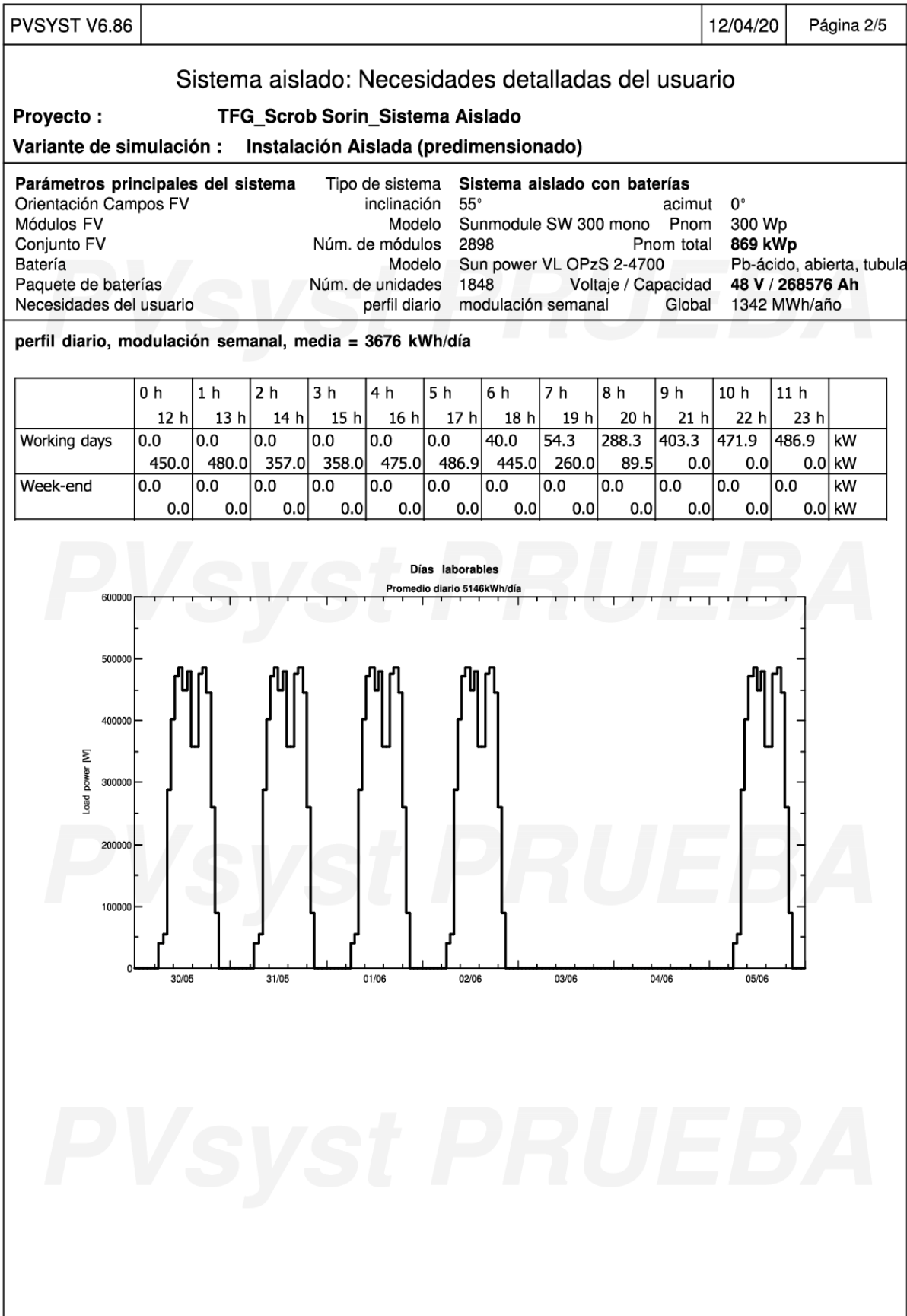
- 75 cadenas en paralelo de 24 baterías en cada, con un total de **1800 baterías**.

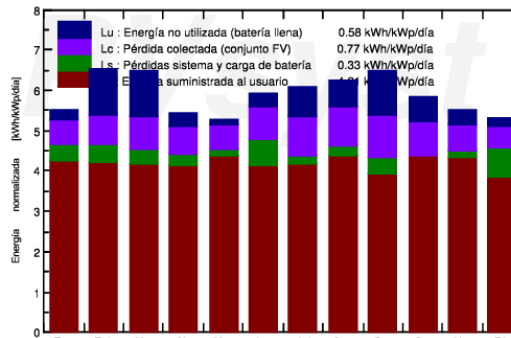
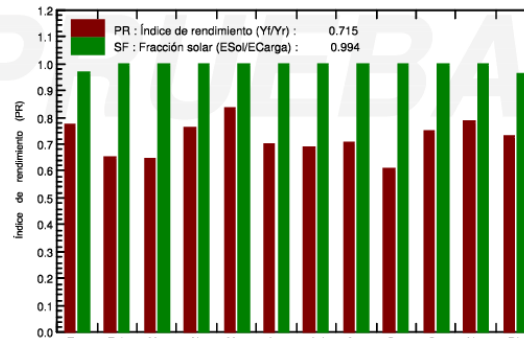
Como se ha mencionado con anterioridad, el programa empleado utiliza capacidad referidas a C₁₀ y el parámetro de profundidad de descarga superiores al 50% que se utilizó en el predimensionado. Debido a estos motivos, el número total de baterías y la capacidad total necesaria que veremos en los resultados obtenidos en las simulaciones es diferente al calculado. Posteriormente se valorarán los resultados obtenidos en las simulaciones y se realizarán los ajustes necesarios para alargar la vida útil de las baterías.

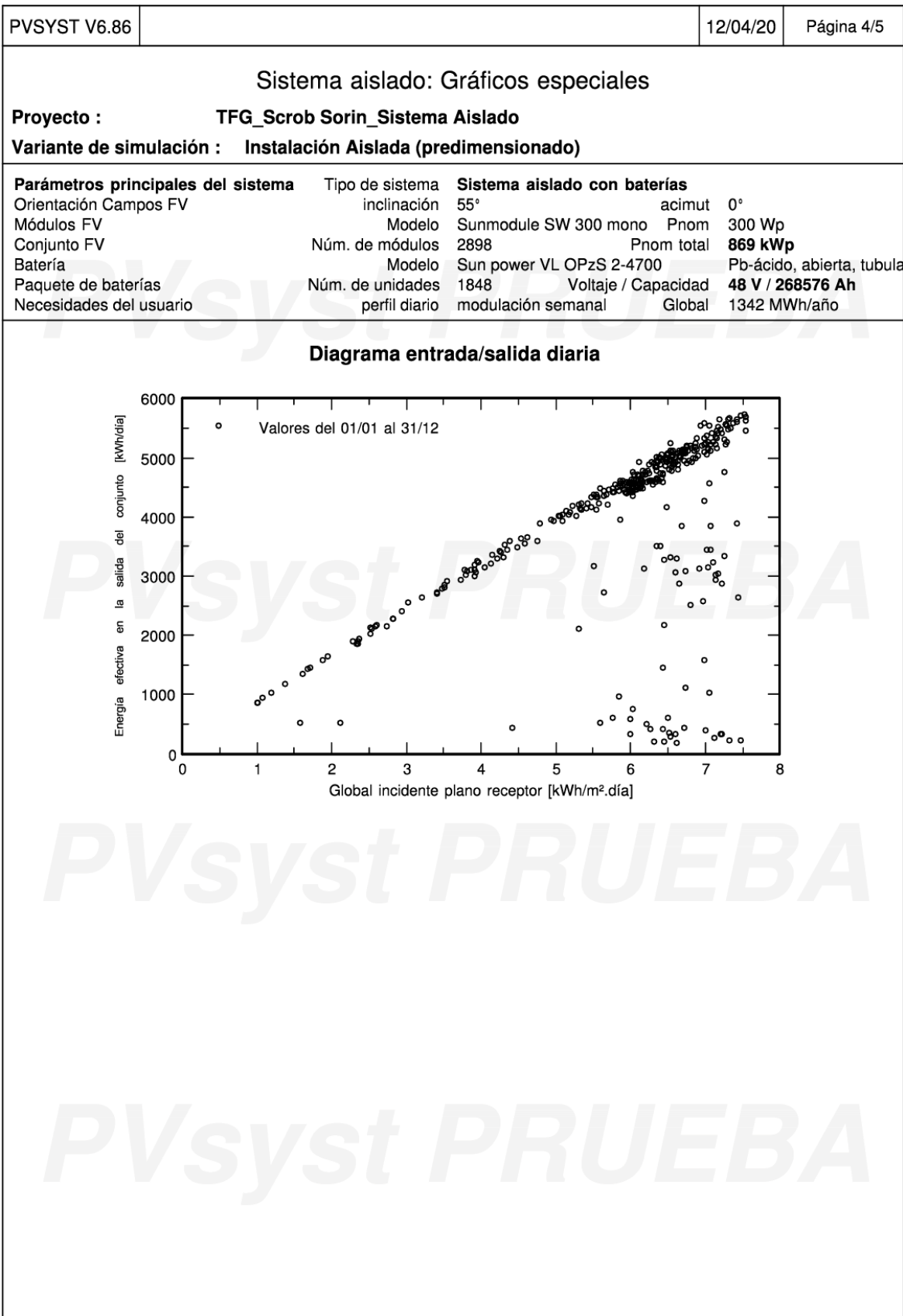
2.2 Resultados simulación (parámetros predimensionado)

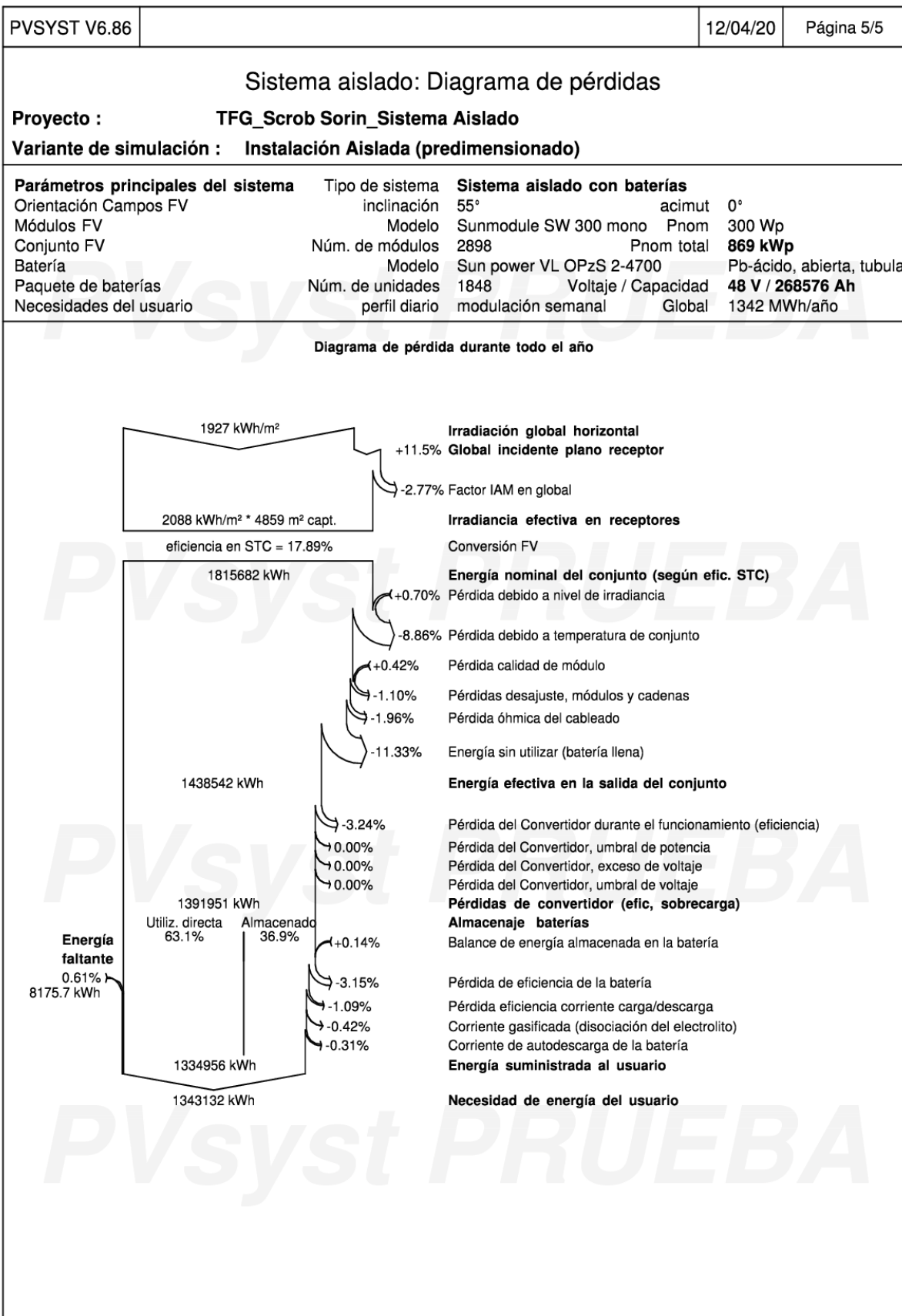
En este apartado se analizarán los resultados obtenidos mediante el programa de simulación *PVsyst*. Los parámetros introducidos en la simulación son los obtenidos en el capítulo “1.8 *Predimensionado de la instalación fotovoltaica aislada*”. A continuación, se muestran los resultados recogidos en el informe, en el que aparecen las gráficas y tablas en las que se detalla la información referente a la energía generada, el rendimiento de la instalación y la energía perdida, entre otros aspectos.

PVSYST V6.86		12/04/20		Página 1/5	
Sistema aislado: Parámetros de la simulación					
Proyecto : TFG_Scrob Sorin_Sistema Aislado					
Sitio geográfico		Viator		País	España
Ubicación		Latitud	36.88° N	Longitud	-2.40° W
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	40 m
		Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:		Viator	PVGIS api TMY - TMY		
Variante de simulación : Instalación Aislada (predimensionado)					
		Fecha de simulación	12/04/20 10h14		
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema	Sistema aislado con baterías		
Orientación plano captador		Inclinación	55°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Importado
Necesidades del usuario :		perfil diario	modulación semanal		
		media	3676 kWh/Día		
Características del conjunto FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	Sunmodule SW 300 mono	
Base de datos PVsyst original			Fabricante	SolarWorld	
Número de módulos FV			En serie	3 módulos	En paralelo 966 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	2898	Pnom unitaria	300 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	869 kWp	En cond. de funciona.	776 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	84 V	I mpp	9216 A
Superficie total		Superficie módulos	4859 m²		
Parámetros del sistema		Tipo de sistema	Sistema aislado		
Batería		Modelo	Sun power VL OPzS 2-4700		
		Fabricante	Hoppecke		
Características del paquete de baterías		Núm. de unidades	24 en serie x 77 en paralelo		
		Voltaje	48 V	Capacidad nominal	268576 Ah
		Descarga: mín. SOC	20.0 %	Energía almacenada	10313.3 kWh
		Temperatura	Fijada (20°C)		
Regulador		Modelo	FLEXmax 80 - 48V		
		Fabricante	Outback	Núm. unidades	161
		Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertidor		Eficiencias Máx. y EURO	97.5 / 96.3 %		
Umbral de Regulación Baterías		Umbral de mando según	Battery voltage		
		Carga	54.4 / 50.1 V	Corresp. SOC	0.92 / 0.75
		Descarga	46.8 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.19 / 0.45
Factores de pérdida del conjunto FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto	0.15 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie		Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdidas	0.7 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas	-0.4 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05



PVSYST V6.86			12/04/20		Página 3/5			
Sistema aislado: Resultados principales								
Proyecto : TFG_Scrob Sorin_Sistema Aislado								
Variante de simulación : Instalación Aislada (predimensionado)								
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema		Sistema aislado con baterías				
Orientación Campos FV		inclinación		55°		acimut 0°		
Módulos FV		Modelo		Sunmodule SW 300 mono		Pnom 300 Wp		
Conjunto FV		Núm. de módulos		2898		Pnom total 869 kWp		
Batería		Modelo		Sun power VL OPzS 2-4700		Pb-ácido, abierta, tubular		
Paquete de baterías		Núm. de unidades		1848		Voltaje / Capacidad 48 V / 268576 Ah		
Necesidades del usuario		perfil diario		modulación semanal		Global 1342 MWh/año		
Resultados principales de la simulación								
Producción del sistema		Energía disponible		1575828 kWh/año		Producción específica 1813 kWh/kWp/año		
		Energía utilizada		1334956 kWh/año		Excedente (inutilizado) 183877 kWh/año		
		Índice de rendimiento (PR)		71.49 %		Fracción solar (SF) 99.39 %		
Pérdida de carga		Fracción de tiempo		1.1 %		Energía faltante 8176 kWh/año		
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste EDD)		98.1%		EDD estático		90.0%		
		Duración de vida de la batería		10.0 años				
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 869 kWp								
								
Instalación Aislada (predimensionado)								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	GlobEff	E_Avail	EUnused	E_Miss	E_User	E_Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Enero	89.9	167.7	128062	6062	3961	114400	118360	0.967
Febrero	114.5	179.0	137214	26974	0	102922	102922	1.000
Marzo	162.9	196.3	150029	31169	0	113214	113214	1.000
Abril	171.4	158.0	120405	9191	0	108068	108068	1.000
Mayo	203.7	157.5	121200	3396	0	118360	118360	1.000
Junio	244.1	170.1	129371	9076	0	108068	108068	1.000
Julio	248.3	181.2	134423	19833	0	113214	113214	1.000
Agosto	215.4	186.6	137761	17283	0	118360	118360	1.000
Septiembre	172.7	189.9	138739	29300	0	102922	102922	1.000
Octubre	128.5	177.6	131392	17215	0	118360	118360	1.000
Noviembre	93.9	162.8	123367	9847	208	113006	113214	0.998
Diciembre	81.5	161.7	123866	4531	4007	104061	108068	0.963
Año	1926.8	2088.4	1575828	183877	8176	1334956	1343132	0.994
Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal E_Miss Energía faltante GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E_User Energía suministrada al usuario E_Avail Energía solar disponible E_Load Necesidad de energía del usuario EUnused Energía sin utilizar (batería llena) SolFrac Fracción solar (Eutilizada/Enecesitada)								





A la vista de los resultados obtenidos se puede comprobar como los valores calculados en el predimensionado se acercan a los que estima *PVsyst*. Se observa una notable diferencia respecto a la capacidad de almacenaje propuesta en la simulación y la calculada en el predimensionado. Esto se debe a que en los cálculos realizados se ha considerado una profundidad máxima de descarga del 50% con un total de 357200Ah necesarios con dos días de autonomía, pero como veremos a continuación, el estado de carga de las baterías se encuentra en muchas ocasiones por debajo de ese porcentaje. De esta manera, la capacidad propuesta en la simulación es de 268576Ah y un total de 1848 baterías.

Analizando el gráfico de balances energéticos de la instalación es importante hacer algunas valoraciones generales:

- El índice de rendimiento (PR) es del 71,49%, considerablemente alto teniendo en cuenta las exigencias planteadas inicialmente. De un total de 1575,828 MWh producidos en un año, aproximadamente un 12%, 183,877 MWh, no son utilizados debido a que las baterías se encuentran cargadas. Durante los meses de febrero, marzo y septiembre se registran las mayores pérdidas debido a esta razón, llegando a los 31,2 MWh de máximo en el mes de marzo.
- A pesar de realizar el dimensionado de la instalación con el objetivo de la máxima producción en los meses más desfavorables, los meses de invierno, no se ha garantizado el suministro necesario en todo momento. La suma total de la energía faltante es de aproximadamente 8 MWh (0,61% del total consumido) repartidos equitativamente entre el mes de enero y diciembre. Cabe mencionar que durante estos dos meses la energía no utilizada sería suficiente para cubrir la energía faltante. Esta descompensación se debe a que la capacidad máxima de almacenamiento es ligeramente inferior a la necesaria para garantizar que no existan carencias energéticas en ningún momento.

2.2.1 Análisis del estado de carga/descarga de las baterías

Después de valorar los resultados de la simulación, es necesario analizar los ciclos de carga y descarga de las baterías. El sistema de almacenamiento es la parte más costosa de la instalación, es por ello que se debe valorar en más detalle su evolución.

Los ciclos repetidos de carga y descargas profundas afectan considerablemente en la vida útil de nuestra batería, llegando a reducirse a la mitad con profundidades de descarga del 40%. El rango óptimo en la profundidad de descarga se encuentra entorno al 20%-30%, pero debido a las condiciones de la instalación planteada en este proyecto esto será difícil de garantizar en todas las situaciones.

A continuación, veremos una serie de gráficas obtenidas en la simulación, en las que se detalla el estado de carga/descarga para los distintos meses del año.

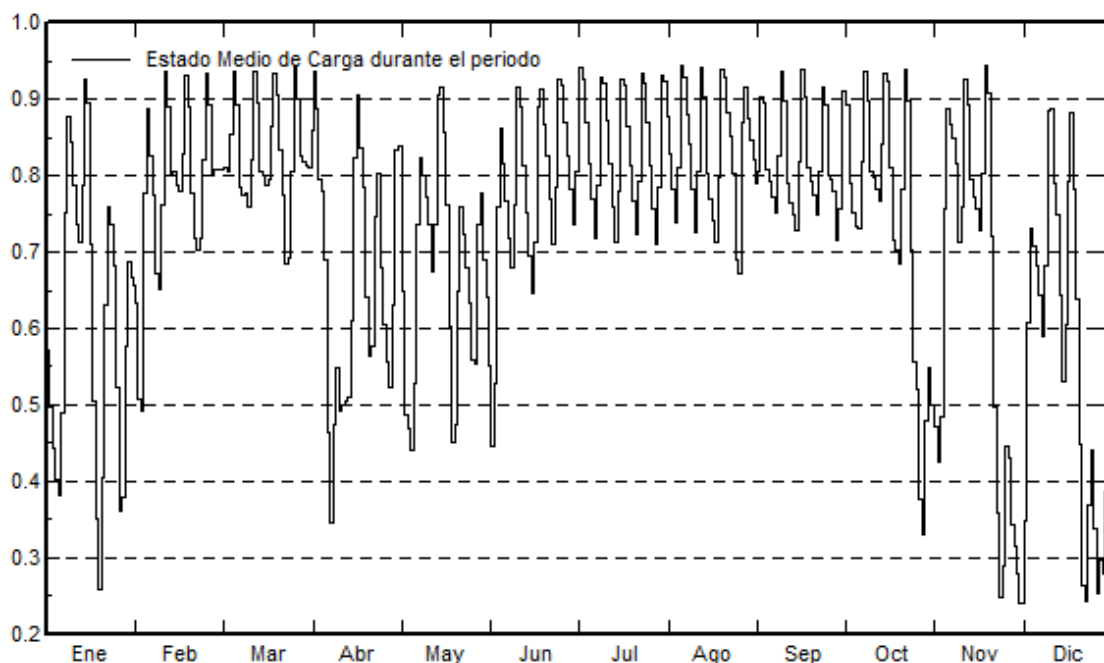


FIGURA 34. Estado medio de carga durante un año. Fuente: datos PVsyst

La figura anterior nos permite poder hacer una valoración general del estado de carga medio de la batería durante todos los meses del año. Como cabría esperar, se pueden apreciar algunas bajadas considerables en los meses de enero, noviembre y diciembre. Esto es debido a la menor capacidad en la producción y, por consiguiente, esto provoca que tengamos mayores descargas de las baterías, llegando incluso a superar el 70%.

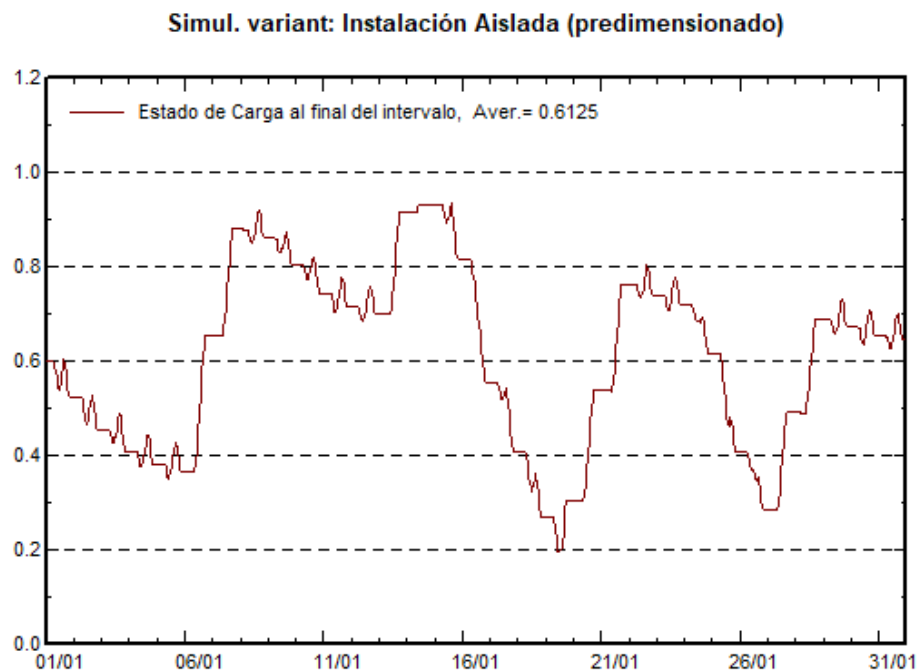


FIGURA 35. Estado de carga por horas para el mes de enero. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

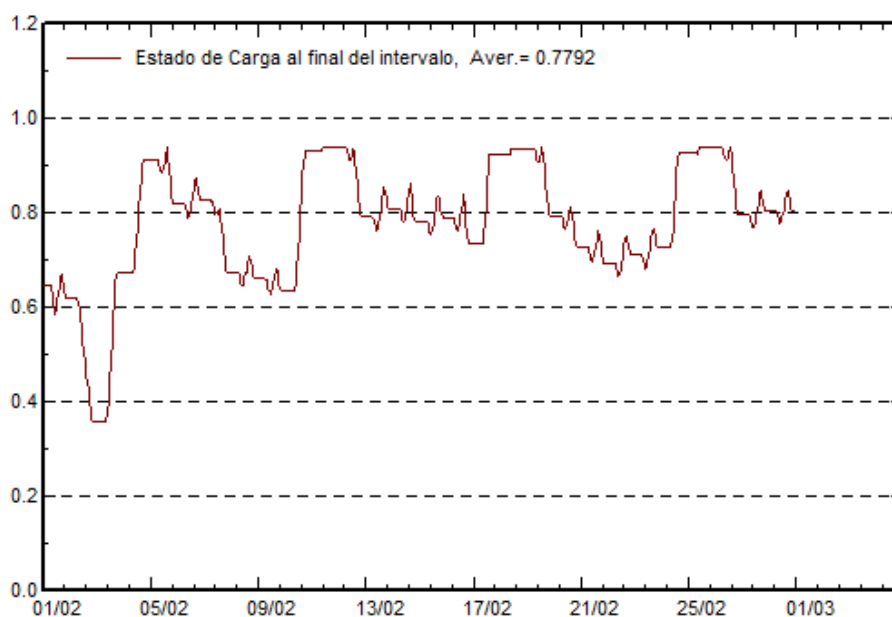


FIGURA 36. Estado de carga por horas para el mes de febrero. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

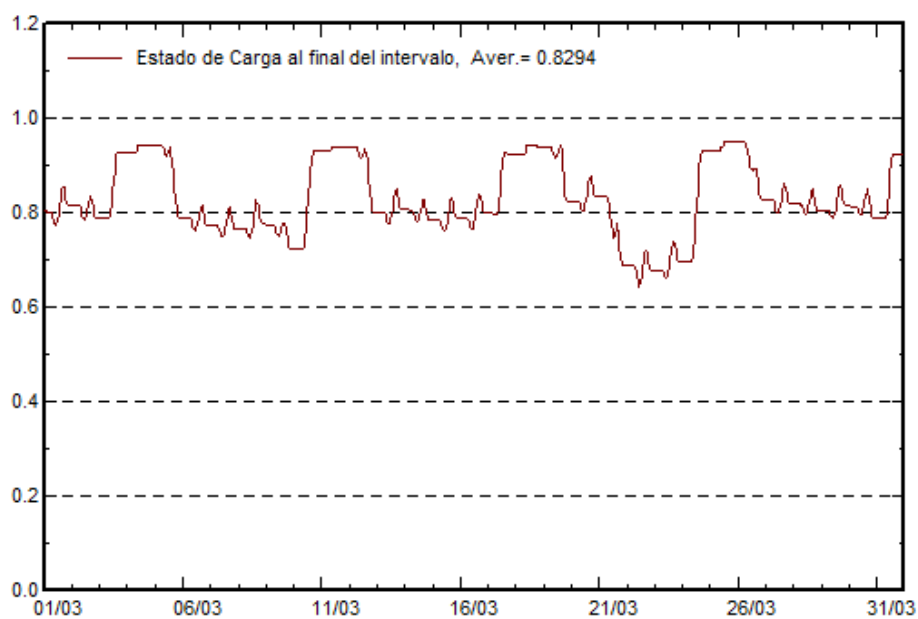


FIGURA 37. Estado de carga por horas para el mes de marzo. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

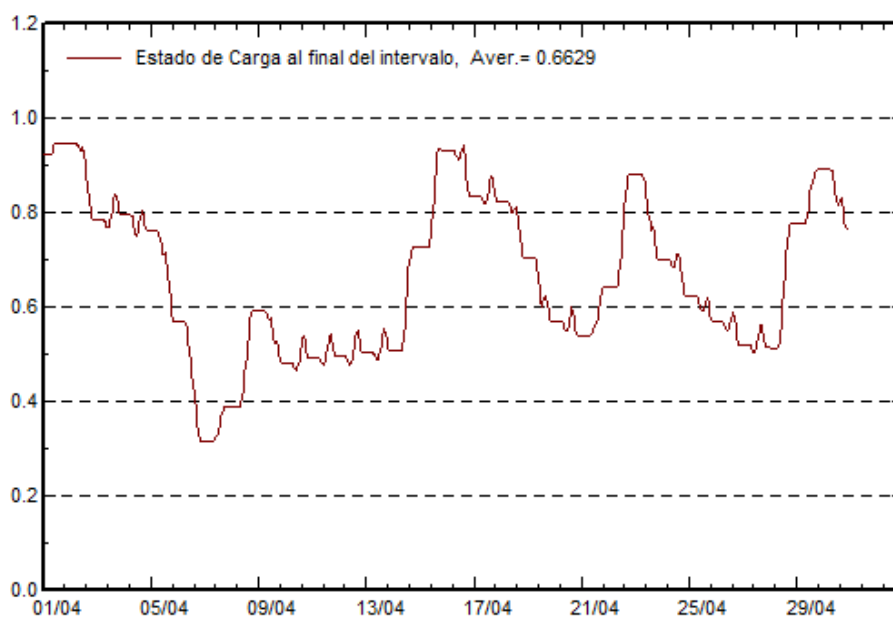


FIGURA 38. Estado de carga por horas para el mes de abril. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

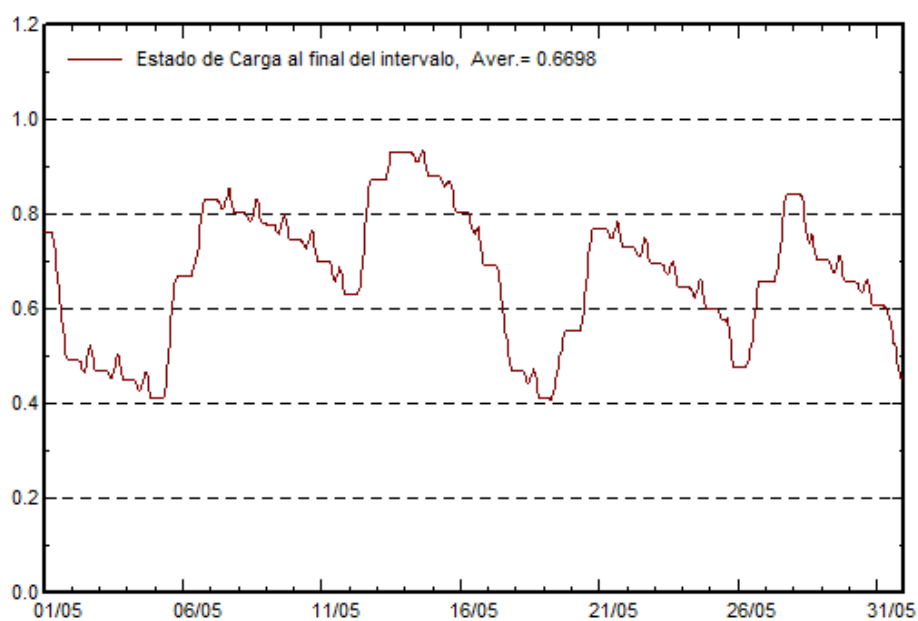


FIGURA 39. Estado de carga por horas para el mes de mayo. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

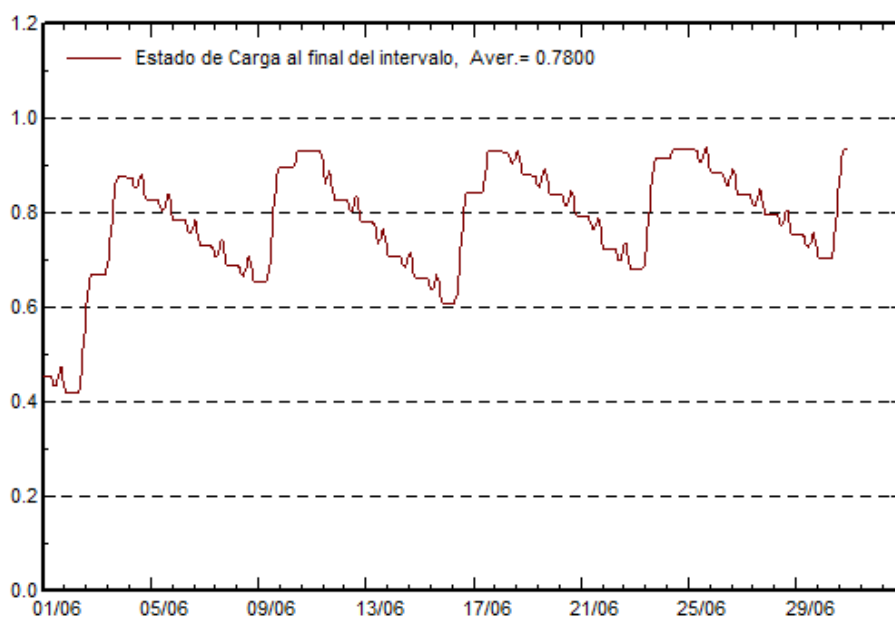


FIGURA 40. Estado de carga por horas para el mes de junio. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

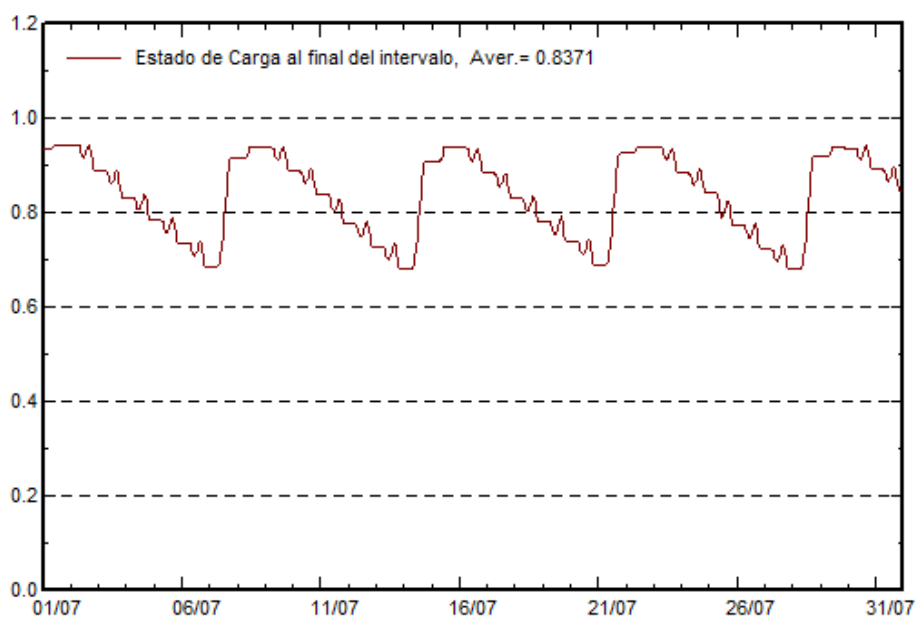


FIGURA 41. Estado de carga por horas para el mes de julio. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

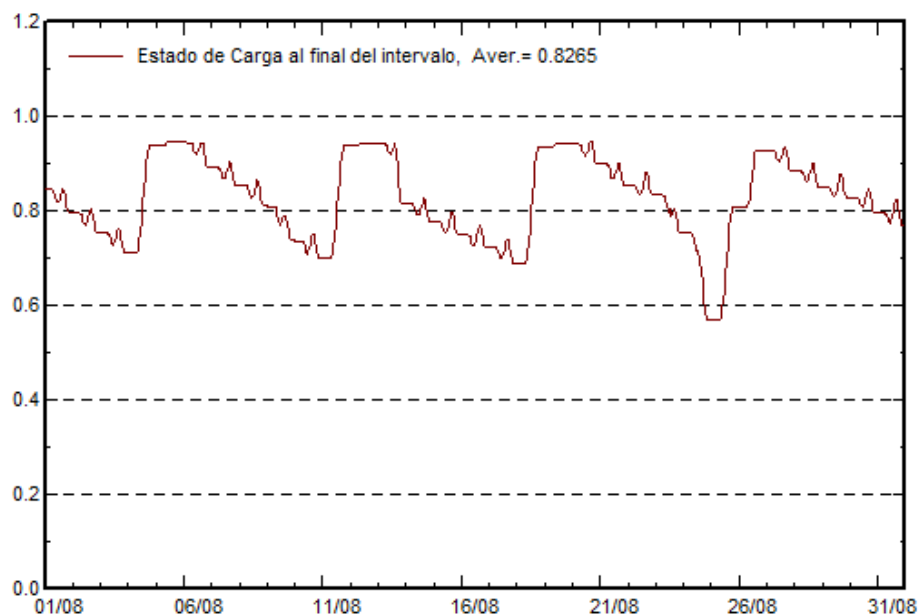


FIGURA 42. Estado de carga por horas para el mes de agosto. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

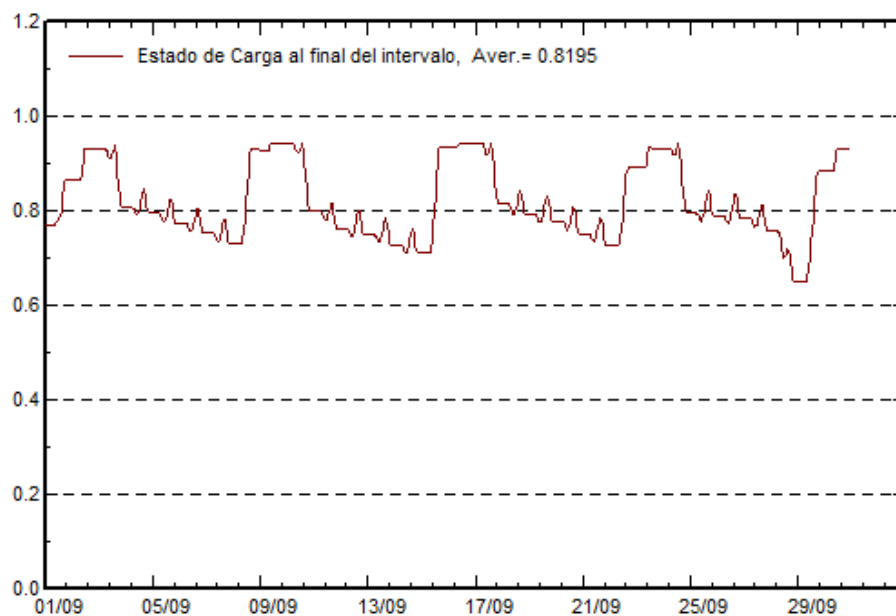


FIGURA 43. Estado de carga por horas para el mes de septiembre. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

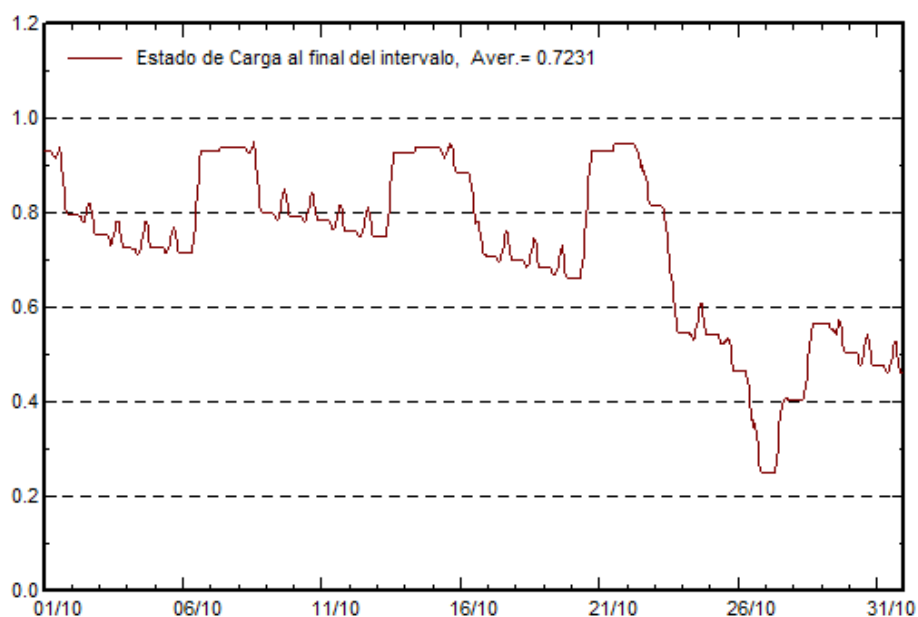


FIGURA 44. Estado de carga por horas para el mes de octubre. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

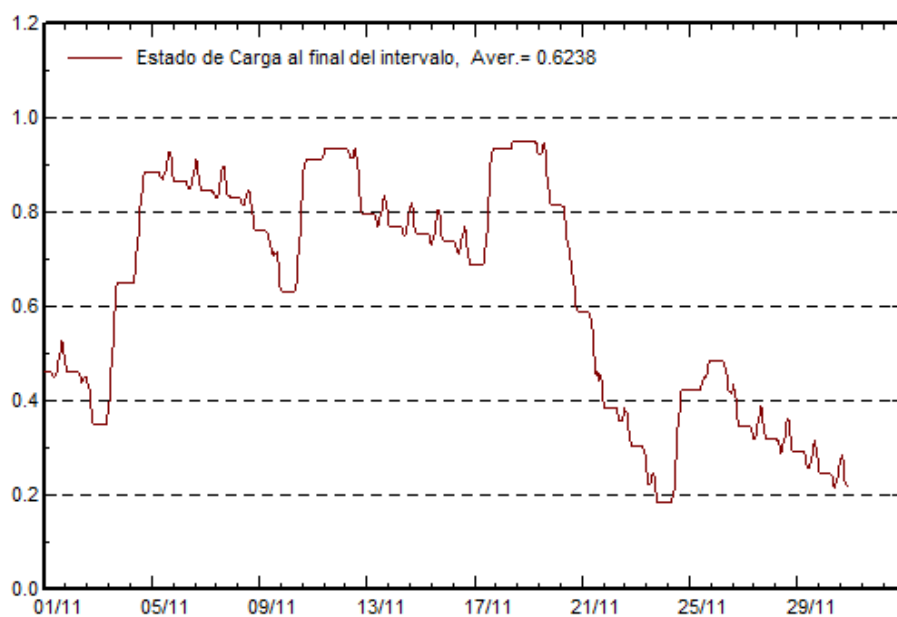


FIGURA 45. Estado de carga por horas para el mes de noviembre. Fuente: datos PVsyst

Simul. variant: Instalación Aislada (predimensionado)

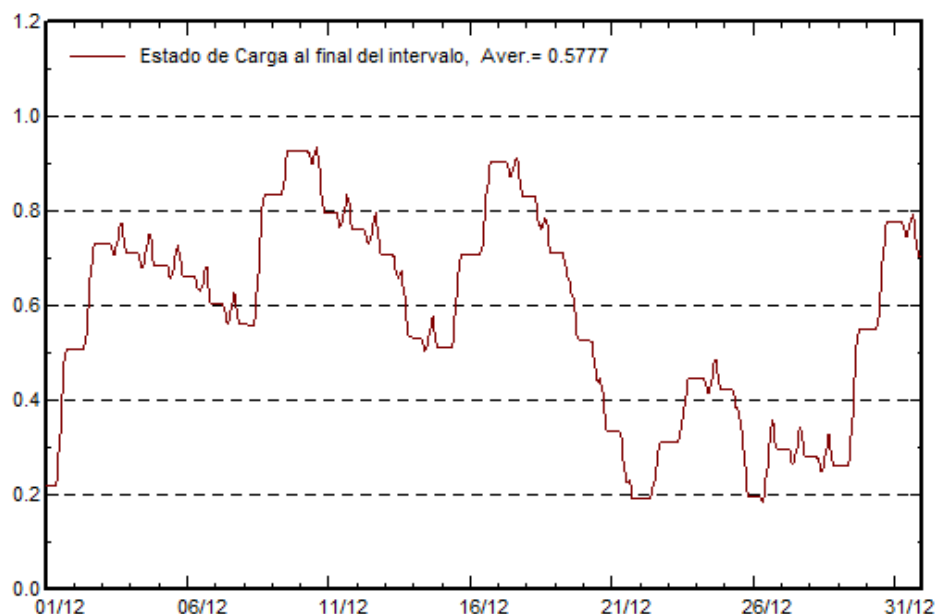


FIGURA 46. Estado de carga por horas para el mes de diciembre. Fuente: datos PVsyst

Se puede observar como los meses de noviembre, diciembre y enero el porcentaje de la descarga es muy significativo, llegando a quedar la batería en 20% de su capacidad nominal. También mencionar que en el resto de meses la profundidad de descarga media no supera el 40% en el peor de los casos, es decir, el estado de carga de las baterías se encuentra generalmente por encima del 60% de su capacidad de carga total. De forma excepcional nos encontramos el mes de abril y mayo, que presentan valores medios de carga más bajos, llegando a profundidades de descargas del 60% en algunos días.

Teniendo en cuenta estas consideraciones y con el objetivo de proteger la vida útil de las baterías, siendo la parte de la instalación que más inversión requiere, se ha tratado de buscar una solución capaz de evitar que las descargas del sistema de almacenaje llegue a valores tan bajos. Es por ello que se ha planteado como posible solución aumentar la capacidad de las baterías y el número total de paneles. En los siguientes capítulos se detallará en que consiste la alternativa propuesta y se justificará la implementación de los cambios en el caso de ser viable.

2.2.2 Desarrollo de la propuesta

Después de los resultados obtenidos en la primera simulación y su posterior análisis, se ha llegado a la conclusión de que es necesario corregir dos problemáticas:

1. Descargas profundas de las baterías en los meses más desfavorables.
2. Falta de energía en momentos puntuales de enero y diciembre.

Para poder responder a estas necesidades se ha decidido incrementar la capacidad total de las baterías y el número de paneles. Para mantener cierta coherencia con el primer planteamiento, el modelo de los módulos fotovoltaicos, las baterías y los inversores elegidos se ha mantenido igual. De igual manera, la inclinación óptima sigue siendo 55°, ya que se pretende seguir optimizando la producción en los meses de invierno. En primera instancia, una de las opciones planteadas fue integrar un grupo electrógeno de apoyo para evitar profundidades de descarga en las baterías superiores al 80%. Sin embargo, en las diferentes simulaciones que se han realizado, esta opción no quedaba justificada por la inversión requerida, el mantenimiento y los costes de combustible asociados.

Con el objetivo de no complicar en exceso el desarrollo del presente estudio, se ha decidido no incluir los resultados de las diferentes simulaciones realizadas, presentando únicamente los resultados de la opción que se ha considerado que mejor se adapta a las necesidades planteadas.

Los nuevos parámetros del sistema son:

- Módulos fotovoltaicos: **se ha incrementado el número de 2898 a 3270.**
- Capacidad del sistema de almacenamiento: **se ha incrementado la capacidad global de las baterías de 268576Ah a 296480Ah.**

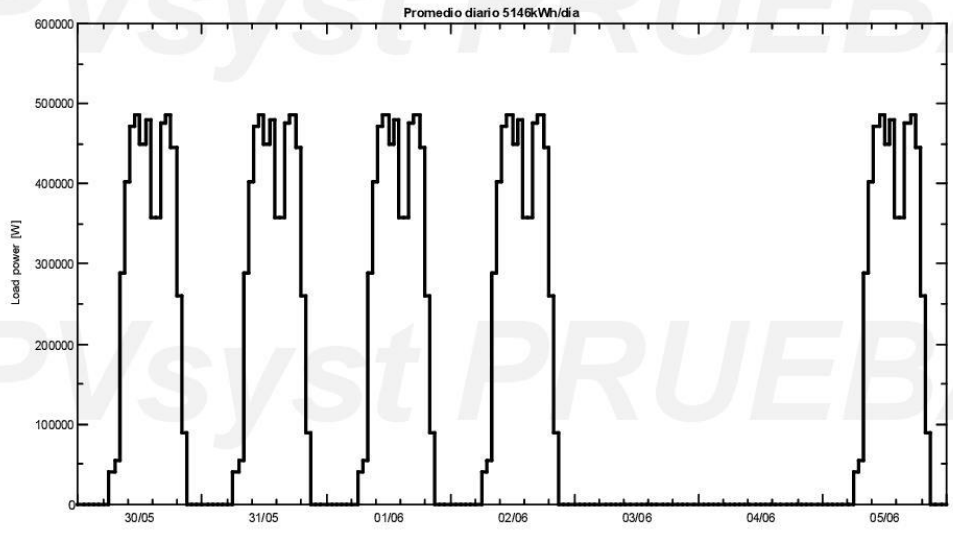
2.2.3 Resultados de la propuesta

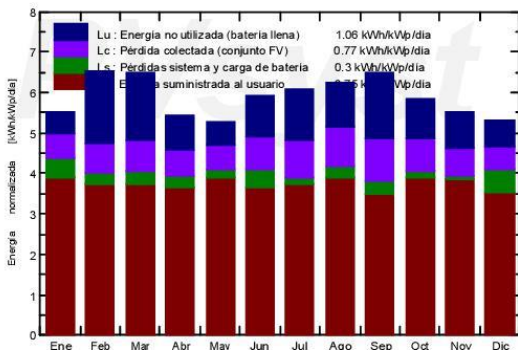
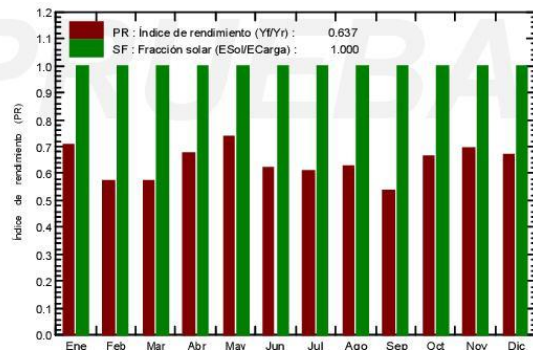
A continuación, se muestra el nuevo informe generado.

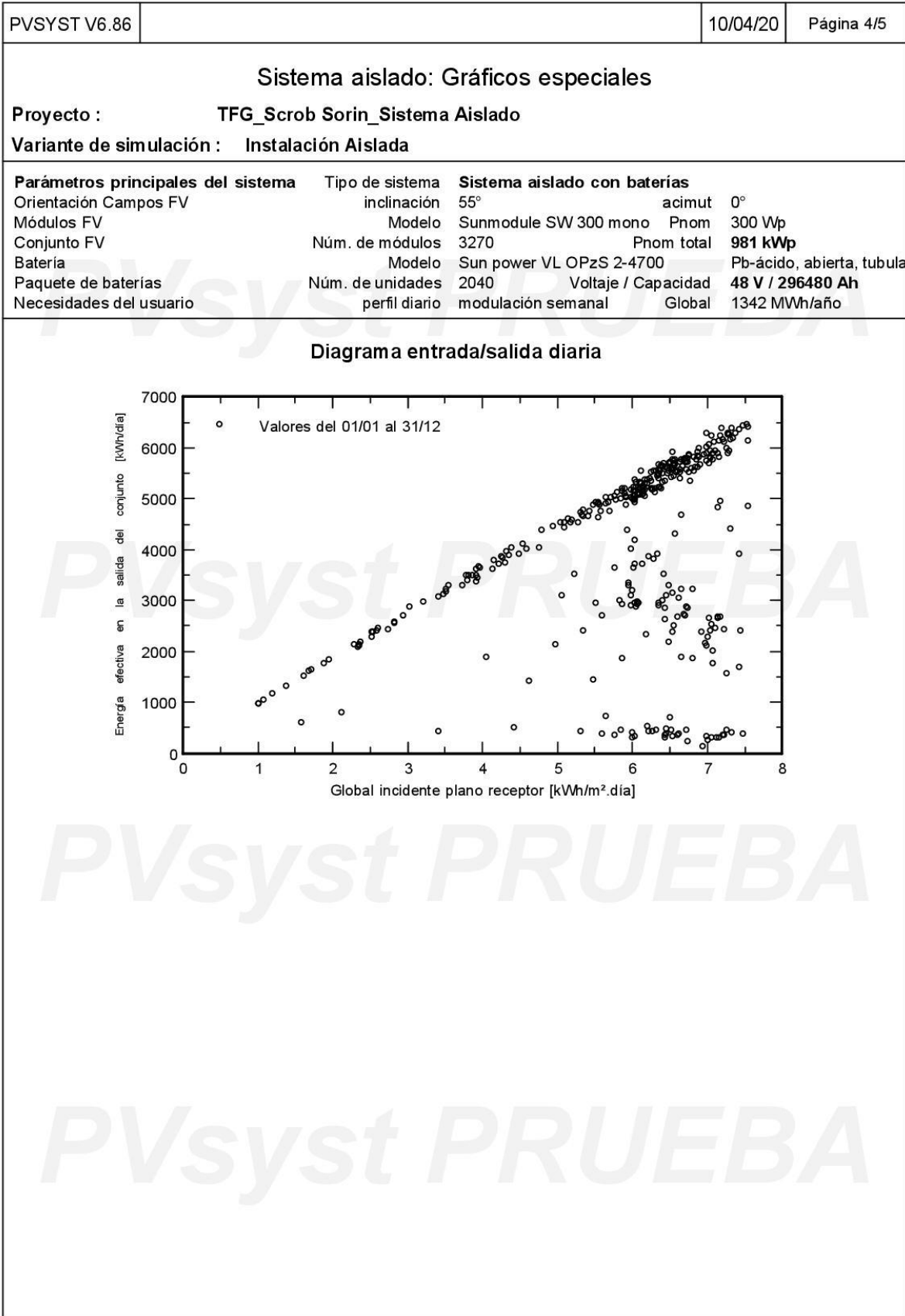
PVSYST V6.86		10/04/20	Página 1/5	
Sistema aislado: Parámetros de la simulación				
Proyecto : TFG_Scrob Sorin_Sistema Aislado				
Sitio geográfico	Viator	País	España	
Ubicación	Latitud	36.88° N	Longitud	-2.40° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	40 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Viator	PVGIS api TMY - TMY		
Variante de simulación : Instalación Aislada				
	Fecha de simulación	10/04/20 17h53		
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema aislado con baterías		
Orientación plano captador	Inclinación	55°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Importado
Necesidades del usuario :	perfil diario	modulación semanal		
	media	3676 kWh/Día		
Características del conjunto FV				
Módulo FV	Si-mono	Modelo	Sunmodule SW 300 mono	
Base de datos PVsyst original	Fabricante	SolarWorld		
Número de módulos FV	En serie	3 módulos	En paralelo	1090 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	3270	Pnom unitaria	300 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	981 kWp	En cond. de funciona.	876 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	84 V	I mpp	10399 A
Superficie total	Superficie módulos	5483 m²		
Parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema aislado		
Batería	Modelo	Sun power VL OPzS 2-4700		
	Fabricante	Hoppecke		
Características del paquete de baterías	Núm. de unidades	24 en serie x 85 en paralelo		
	Voltaje	48 V	Capacidad nominal	296480 Ah
	Descarga: mín. SOC	20.0 %	Energía almacenada	11384.8 kWh
	Temperatura	Fijada (20°C)		
Regulador	Modelo	FLEXmax 80 - 48V		
	Fabricante	Outback	Núm. unidades	175
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	97.5 / 96.3 %		
Umbral de Regulación Baterías	Umbral de mando según	Battery voltage		
	Carga	54.4 / 50.1 V	Corresp. SOC	0.92 / 0.75
	Descarga	46.8 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.18 / 0.45
Factores de pérdida del conjunto FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.14 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdidas	0.7 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.4 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

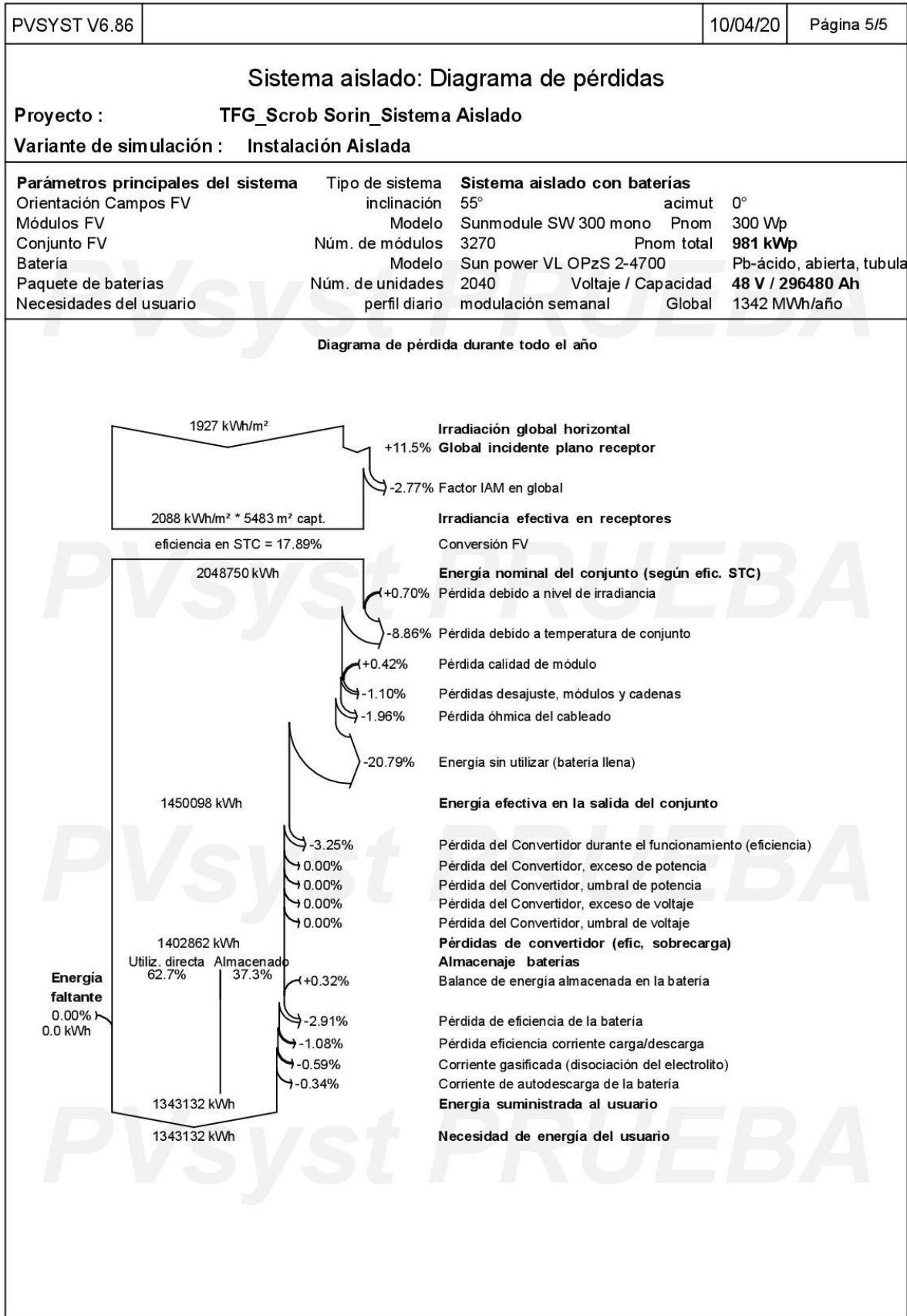
PVSYST V6.86		10/04/20	Página 2/5
<p align="center">Sistema aislado: Necesidades detalladas del usuario</p> <p>Proyecto : TFG_Scrob Sorin_Sistema Aislado</p> <p>Variante de simulación : Instalación Aislada</p>			
Parámetros principales del sistema Orientación Campos FV Módulos FV Conjunto FV Batería Paquete de baterías Necesidades del usuario	Tipo de sistema inclinación Modelo Núm. de módulos Modelo Núm. de unidades perfil diario	Sistema aislado con baterías 55° Sunmodule SW 300 mono 3270 Sun power VL OPzS 2-4700 2040 modulación semanal	Global acimut 0° Pnom 300 Wp Pnom total 981 kWp Pb-ácido, abierta, tubular 48 V / 296480 Ah 1342 MWh/año
perfil diario, modulación semanal, media = 3676 kWh/día			
	0 h 12 h	1 h 13 h	2 h 14 h
	3 h 15 h	4 h 16 h	5 h 17 h
	6 h 18 h	7 h 19 h	8 h 20 h
	9 h 21 h	10 h 22 h	11 h 23 h
Working days	0.0	0.0	0.0
	450.0	480.0	357.0
Week-end	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0

Días laborables
Promedio diario 5146kWh/día



PVSYST V6.86		10/04/20		Página 3/5				
Sistema aislado: Resultados principales								
Proyecto : TFG_Scrob Sorin_Sistema Aislado								
Variante de simulación : Instalación Aislada								
Parámetros principales del sistema								
Tipo de sistema		Sistema aislado con baterías						
Orientación Campos FV	inclinación	55°	acimut	0°				
Módulos FV	Modelo	Sunmodule SW 300 mono	Pnom	300 Wp				
Conjunto FV	Núm. de módulos	3270	Pnom total	981 kWp				
Batería	Modelo	Sun power VL OPzS 2-4700		Pb-ácido, abierta, tubular				
Paquete de baterías	Núm. de unidades	2040	Voltaje / Capacidad	48 V / 296480 Ah				
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global	1342 MWh/año				
Resultados principales de la simulación								
Producción del sistema	Energía disponible	1783441 kWh/año	Producción específica	1818 kWh/kWp/año				
	Energía utilizada	1343132 kWh/año	Energía no disponible (inutilizado)	380579 kWh/año				
	Índice de rendimiento (PR)	63.75 %	Fracción solar (SF)	100.00 %				
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0 kWh/año				
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste) (EDD)		98.2%	EDD estático	90.0%				
	Duración de vida de la batería	10.0 años						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 981 kWp								
								
Instalación Aislada								
Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac
Enero	89.9	167.7	144686	15129	0.000	118360	118360	1.000
Febrero	114.5	179.0	155389	48060	0.000	102922	102922	1.000
Marzo	162.9	196.3	169732	50616	0.000	113214	113214	1.000
Abril	171.4	158.0	136347	24721	0.000	108068	108068	1.000
Mayo	203.7	157.5	137202	17198	0.000	118360	118360	1.000
Junio	244.1	170.1	146648	30068	0.000	108068	108068	1.000
Julio	248.3	181.2	152227	37959	0.000	113214	113214	1.000
Agosto	215.4	186.6	155876	32786	0.000	118360	118360	1.000
Septiembre	172.7	189.9	156974	48054	0.000	102922	102922	1.000
Octubre	128.5	177.6	148548	29550	0.000	118360	118360	1.000
Noviembre	93.9	162.8	139642	26768	0.000	113214	113214	1.000
Diciembre	81.5	161.7	140168	19671	0.000	108068	108068	1.000
Año	1926.8	2088.4	1783441	380579	0.000	1343132	1343132	1.000
Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E_Avail Energía solar disponible EUnused Energía sin utilizar (batería llena) E_Miss Energía faltante E_User Energía suministrada al usuario E_Load Necesidad de energía del usuario SolFrac Fracción solar (Eutilizada/Enecesitada)								





Respecto a la primera propuesta el número de paneles se ha incrementado un **12,8%** y la capacidad global de las baterías en un **10,3%**. Analizando las tablas de balances energéticos del sistema, podemos apreciar como ya no hay falta de energía en los meses de enero y diciembre. Como era de esperar, el índice de rendimiento (PR) del sistema global ha empeorado respecto a la primera opción, pasando de un 71,49% al 63,75%, esto se debe a que hay un mayor exceso de energía que no se utiliza. La energía total producida se ha incrementado un 13,17%, pero respecto a la energía utilizada en el sistema, el incremento es de solamente un 0,61%. Este ligero incremento permite que no se tengan cortes en el suministro eléctrico, garantizando el funcionamiento sin cortes de energía de la instalación. En los siguientes apartados se valorará como el incremento en la generación global afecta al estado de carga de las baterías a lo largo de los diferentes meses del año.

2.2.4 Estado de carga/descarga de las baterías (propuesta)

A continuación, veremos una serie de gráficas obtenidas en la simulación, en las que se detalla el estado de carga/descarga para los distintos meses del año. De esta manera, se podrá valorar si se ha conseguido una mejora respecto a la situación anterior.

	Primer planteamiento		Propuesta			
	SOCmean*	SOC_end**	SOCmean*	SOC_end**	Incremento SOCmean	Incremento SOC_end
Enero	61,2%	64,6%	66,5%	85,4%	+8,6%	+32,1%
Febrero	77,9%	80,3%	83,9%	86,3%	+7,7%	+7,4%
Marzo	82,9%	92,4%	87,0%	92,4%	+4,9%	-
Abril	66,3%	76,4%	77,7%	84,7%	+17,1%	+10,8%
Mayo	67,0%	45,5%	77,8%	68,0%	+16,1%	+49,4%
Junio	78,0%	93,4%	83,6%	93,3%	+7,1%	-0,1%
Julio	83,7%	84,5%	83,6%	79,9%	-0,1%	-5,7%
Agosto	82,7%	77,1%	83,4%	84,0%	+0,8%	+8,9%
Septiembre	81,9%	93,0%	86,0%	93,9%	+5,0%	+0,9%
Octubre	72,3%	46,1%	78,1%	73,8%	+8,0%	+60,0%
Noviembre	62,4%	21,8%	71,8%	51,8%	+15,0%	+137%
Diciembre	57,7%	70,6%	67,4%	82,3%	+16,8%	+16,5%
Año	72,8%	70,6%	78,9%	82,3%	+8,38%	+16,57%

TABLA 8. Comparativa estados medios de carga de las baterías primer planteamiento y propuesta. Fuente: Elaboración propia, datos PVsyst

En esta tabla comparativa del estado medio de carga de las dos opciones planteadas, observamos como el incremento en la capacidad global del sistema de almacenaje conjuntamente con el incremento del número de paneles, consigue que los valores medios del estado de carga de cada mes se incrementen de forma notable. Los meses de enero, noviembre y diciembre presentaban los valores más bajos de carga en el primer planteamiento, sin embargo, observamos como en el mes de enero ha aumentado un 8,6%, un 15% para el mes de noviembre y un 16,8% el mes de diciembre respectivamente. Cabe mencionar que la tabla anterior presenta valores medios de carga por cada mes y no permite hacer una valoración precisa de los puntos críticos, es decir, en los días que las profundidades de descarga superen el 70%.

*SOCmean - Estado medio de carga durante el período

**SOC_end – Estado de carga al final del intervalo

El valor que aparece en la tabla como “SOC_end” hace referencia al estado de carga al final del intervalo, es decir, el último día de cada mes, siendo un indicador poco fiable para realizar una comparativa precisa del estado general de las baterías durante todo el proceso.

En capítulos siguientes, se realizará un estudio comparativo más detallado de la vida útil de las baterías de las dos propuestas.

A continuación, se muestran una serie de gráficas obtenidas en la simulación, en las que se detalla el estado de carga/descarga para los distintos meses del año.

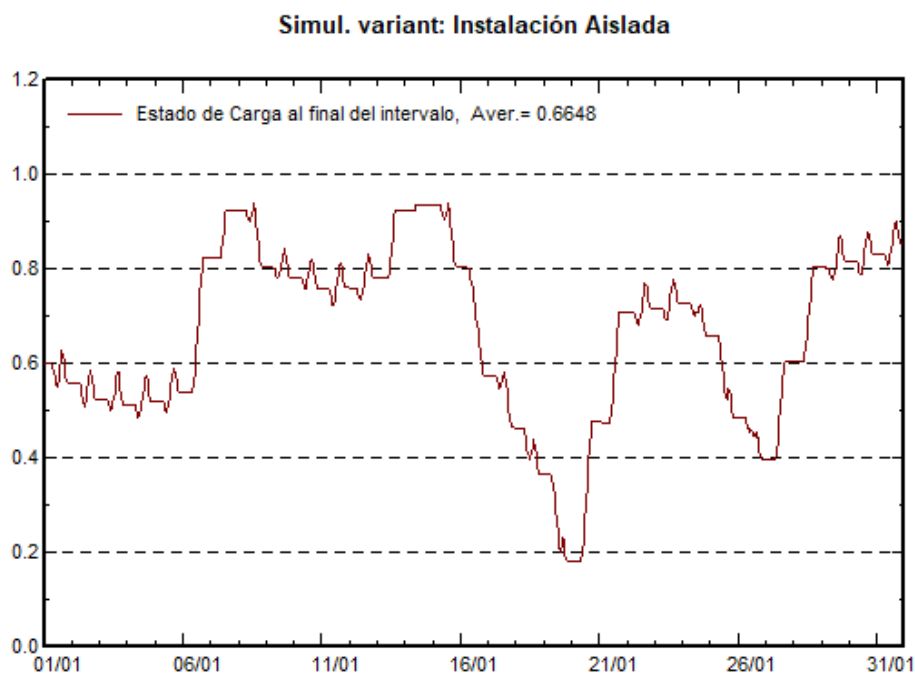


FIGURA 47. Estado de carga por horas para el mes de enero (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Respecto a la primera opción, se observa un aumento general del estado medio de carga, siendo el mes de enero uno de los más exigentes para las baterías, de esta manera conseguiremos una menor degradación del estado general de las baterías. El valor máximo de la profundidad de descarga (día 20 en el gráfico), no se ha conseguido reducir, sin embargo, la duración total en que las baterías se encuentran en ese rango de descarga se ha reducido ligeramente. El segundo

momento más crítico (día 27 en el gráfico), se consigue pasar de un 86% de profundidad de descarga en la primera opción, a un 60%.

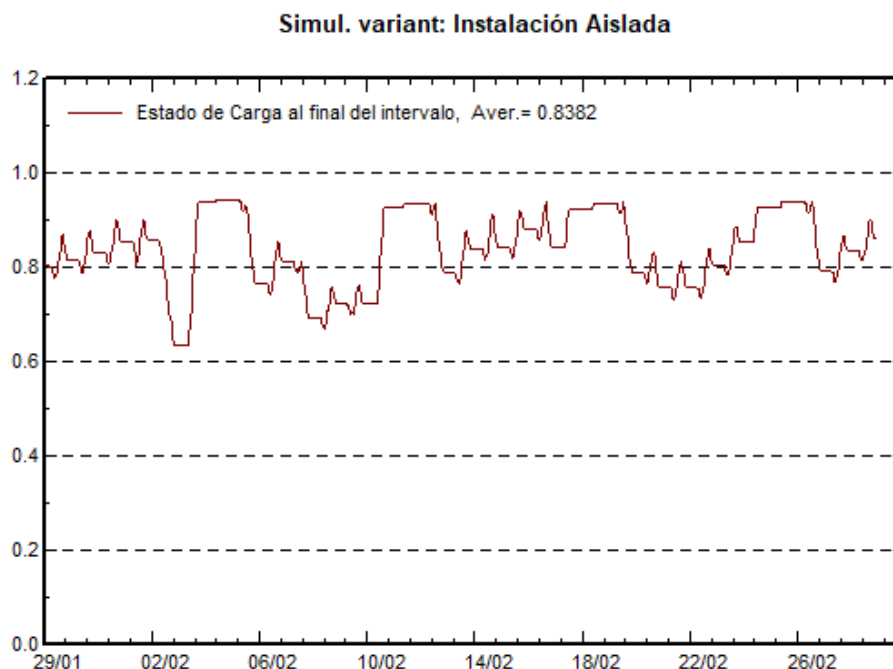


FIGURA 48. Estado de carga por horas para el mes de febrero (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Durante este mes se obtiene una mejora general del estado medio de carga. Desaparece por completo profundidades de descargas del 65% vistos en la primera simulación.

Simul. variant: Instalación Aislada

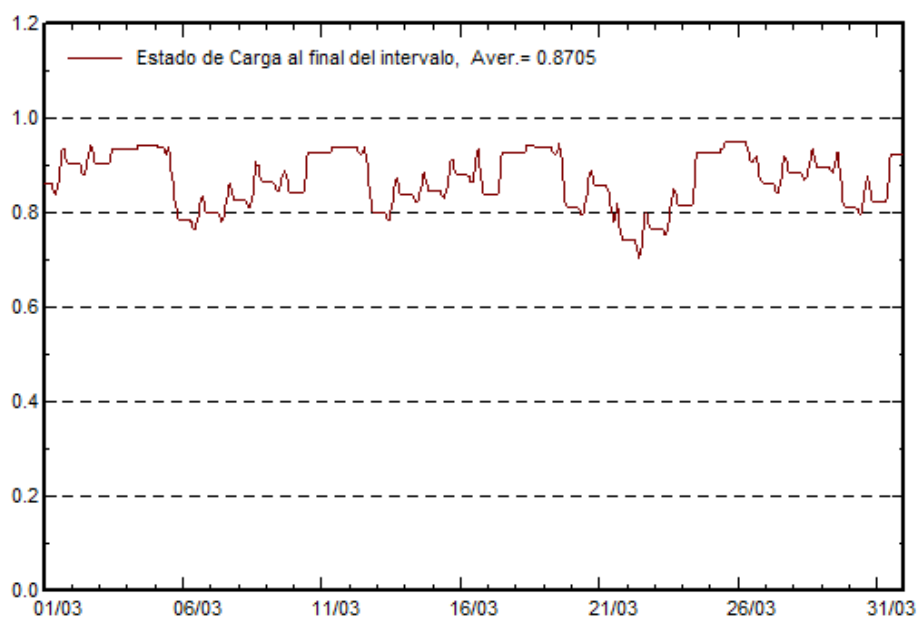


FIGURA 49. Estado de carga por horas para el mes de marzo (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Se observa un ligero incremento del estado medio de la carga respecto a la primera opción.

Simul. variant: Instalación Aislada

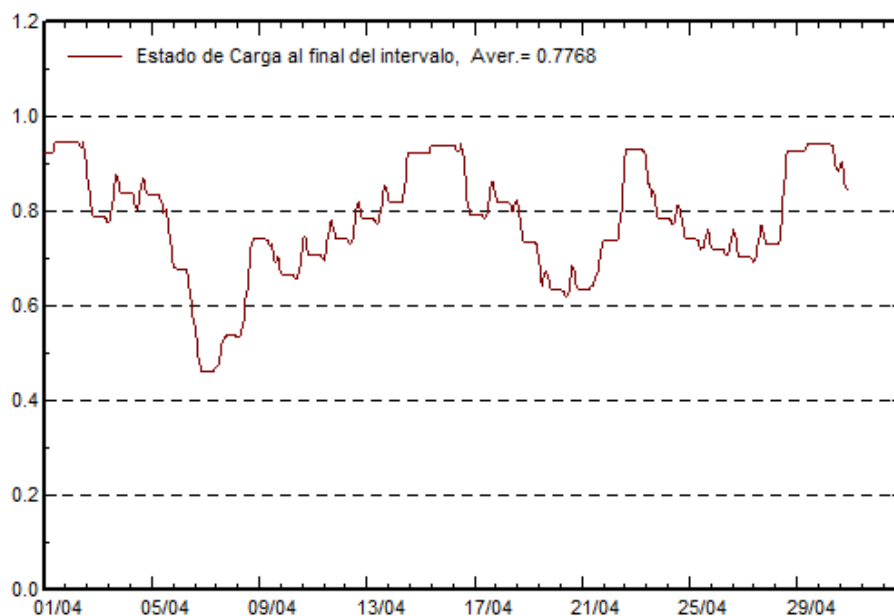


FIGURA 50. Estado de carga por horas para el mes de abril (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Comparado con los valores obtenidos en la primera propuesta, los días que presentan mayor profundidad de descarga (día 7, 21 y 28) mejoran considerablemente, pasando de un 75% de máxima profundidad de descarga a un 55%. De forma general, el estado de carga de las baterías en este mes es del 78% frente al 66% de la primera propuesta.

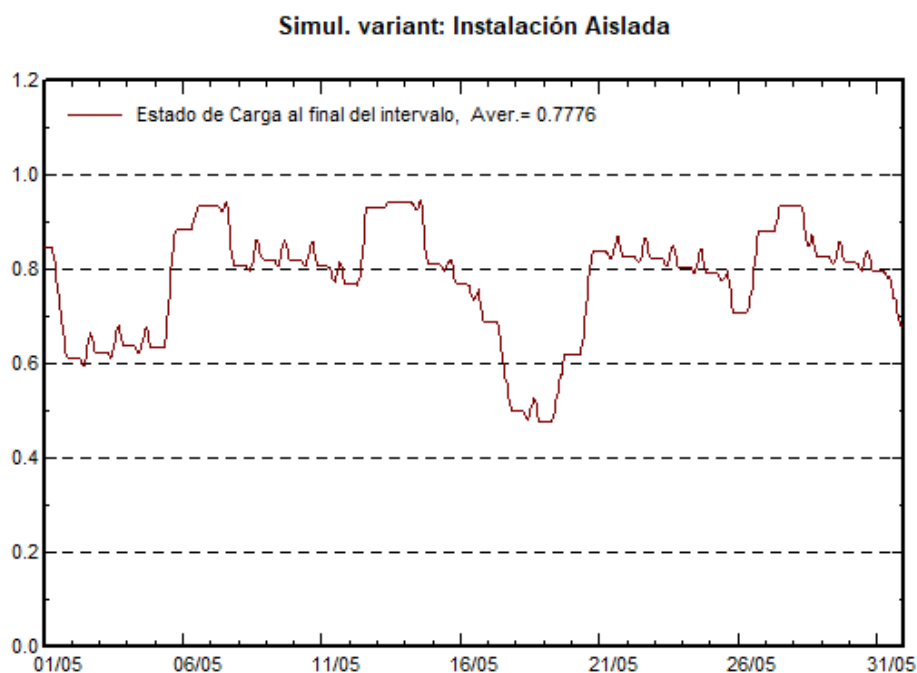


FIGURA 51. Estado de carga por horas para el mes de mayo (propuesta). Fuente: datos PVsyst

De igual manera que en el anterior mes, se consigue una un estado medio de carga del 78% frente al 67% de la primera propuesta. De forma adicional, desaparecen profundidades de descarga de hasta el 60% presentes en tres días en la anterior propuesta, reduciéndose a solo un día con un 55% máximo en la profundidad de descarga.

Simul. variant: Instalación Aislada

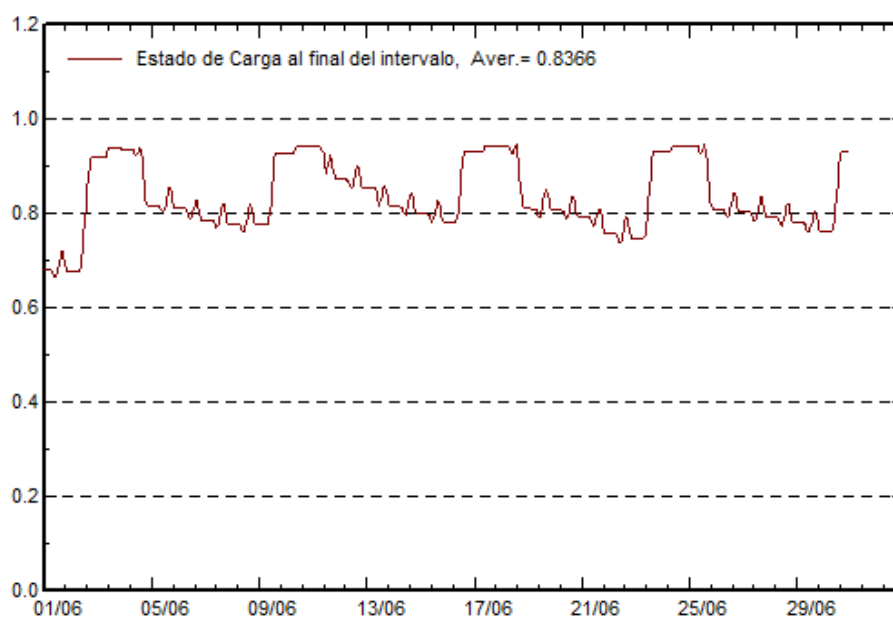


FIGURA 52. Estado de carga por horas para el mes de junio (propuesta). Fuente: datos PVsyst

El estado medio de carga pasa de un 78% de la primera propuesta al 83,7%. La máxima profundidad de descarga se reduce del 58% al 30%.

Simul. variant: Instalación Aislada

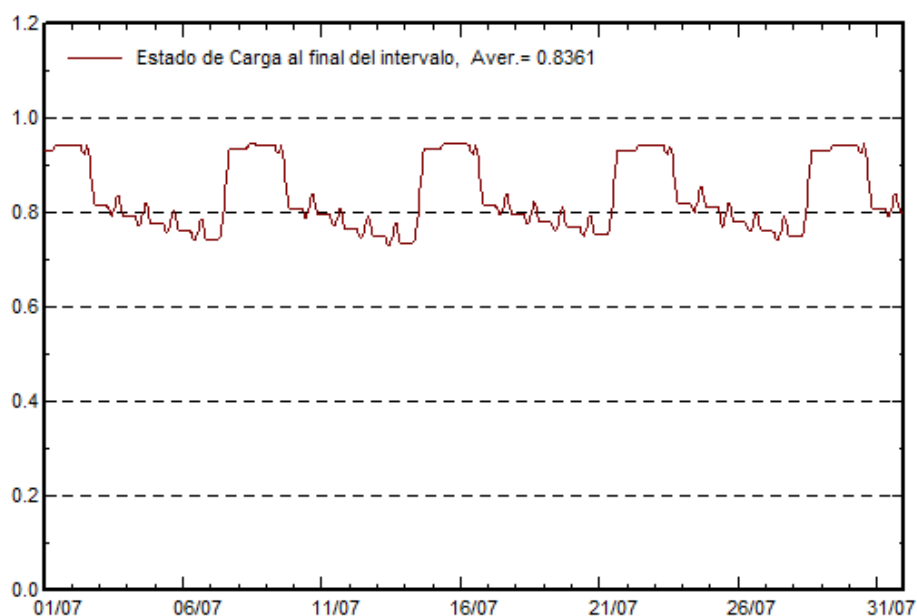


FIGURA 53. Estado de carga por horas para el mes de julio (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Durante este mes el estado medio de carga se mantiene igual a la primera propuesta, sin descargas superiores al 25% de la capacidad nominal.

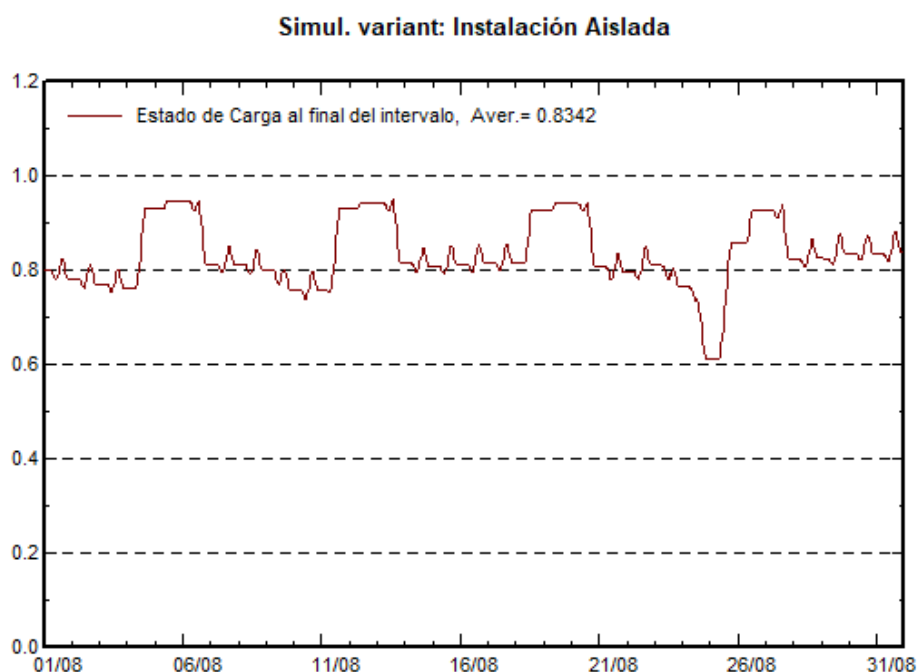


FIGURA 54. Estado de carga por horas para el mes de agosto (propuesta). Fuente: datos PVsyst

El estado medio de carga aumenta ligeramente, de un 82% a un 83,4%. El máximo valor de la profundidad de descarga se reduce de un 43% en la primera propuesta, al 40%.

Simul. variant: Instalación Aislada

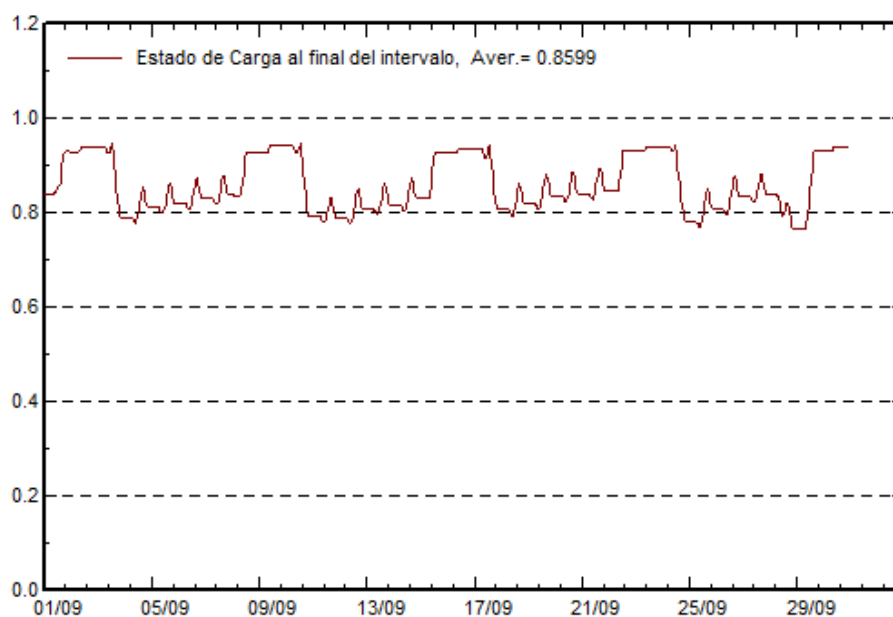


FIGURA 55. Estado de carga por horas para el mes de septiembre (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Durante este mes el estado de carga media pasa del 81,9% al 86%, con una profundidad de descarga máxima del 24% frente al 36% de la primera propuesta.

Simul. variant: Instalación Aislada

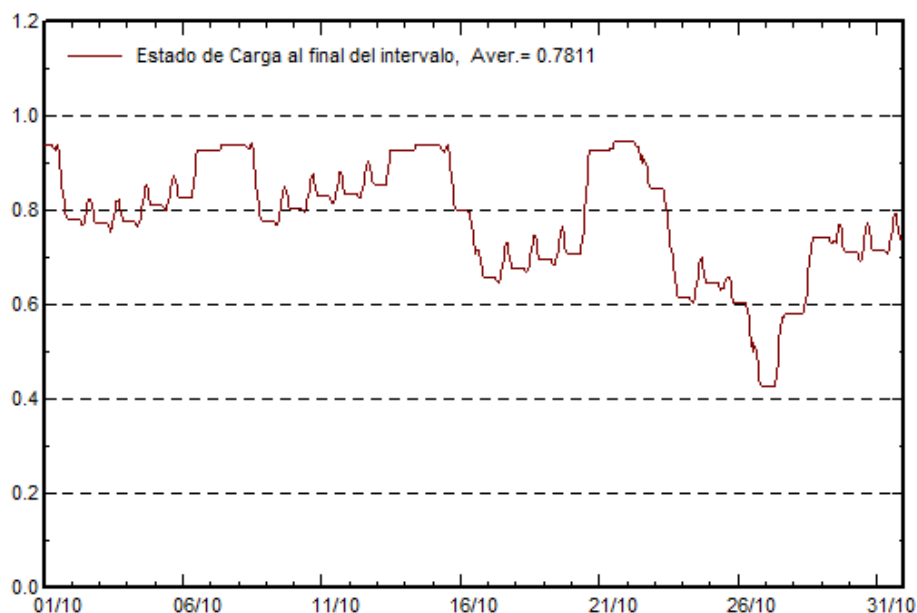


FIGURA 56. Estado de carga por horas para el mes de octubre (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Durante este mes el estado de carga media pasa del 72,3% al 78,11%, con una profundidad de descarga máxima del 58% frente al 76% de la primera propuesta.

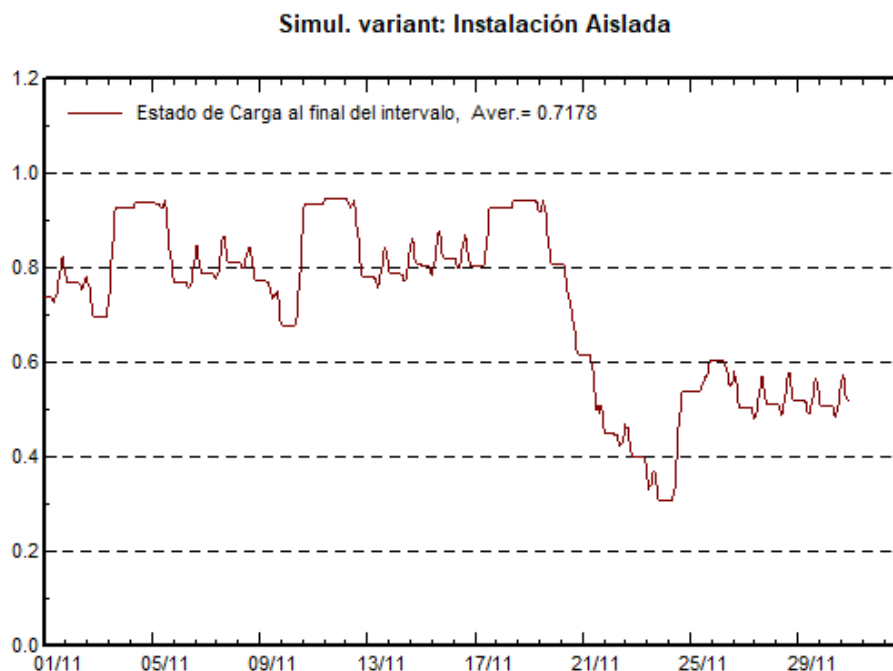


FIGURA 57. Estado de carga por horas para el mes de noviembre (propuesta). Fuente: datos PVsyst

El mes de noviembre es uno de los meses críticos para el estado de carga de las baterías. En la primera propuesta el estado de carga medio ha sido del 62,3%, considerablemente inferior al 71,8% que se puede apreciar en la actual propuesta. Se observa que el día más crítico es el 24 con una profundidad máxima de descarga del 70%, valor considerablemente mejor teniendo en cuenta que para el mismo día se había alcanzado una profundidad de descarga del 81% en la primera propuesta.

Simul. variant: Instalación Aislada

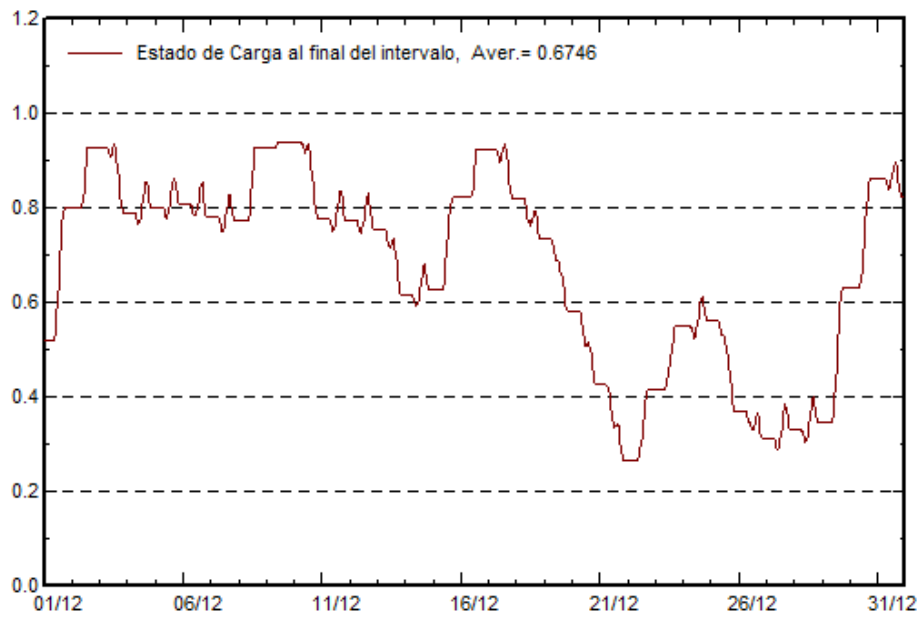


FIGURA 58. Estado de carga por horas para el mes de diciembre (propuesta). Fuente: datos PVsyst

Por último, durante mes de diciembre el nivel medio de carga es del 67,46% frente al 57,77% de la primera propuesta. Además, en ningún momento se llega a profundidades de descarga del 80%, valores que se habían dado hasta en tres ocasiones en la propuesta inicial.

2.2.5 Análisis de la vida útil de las baterías

Con el objetivo de realizar una estimación más precisa de la vida útil de las baterías de nuestra instalación, se han recogido los valores del estado de carga de todos los días de un año. De esta manera, se puede determinar el nivel de degradación que sufren a lo largo de los meses. Para ello, se han agrupado los valores del estado de carga de los días de cada mes en función de intervalos acotados del 5%. Una vez conocidos cuantos días del mes nos encontramos en cada uno de los rangos de carga definidos, podremos realizar una aproximación de los ciclos de vida de las baterías en esas condiciones de uso. Se ha realizado el mismo procedimiento para la propuesta inicial y la alternativa propuesta. Finalmente, se han recogido los resultados obtenidos en una tabla resumen y se ha realizado una valoración para determinar si queda justificada la inversión adicional en baterías.

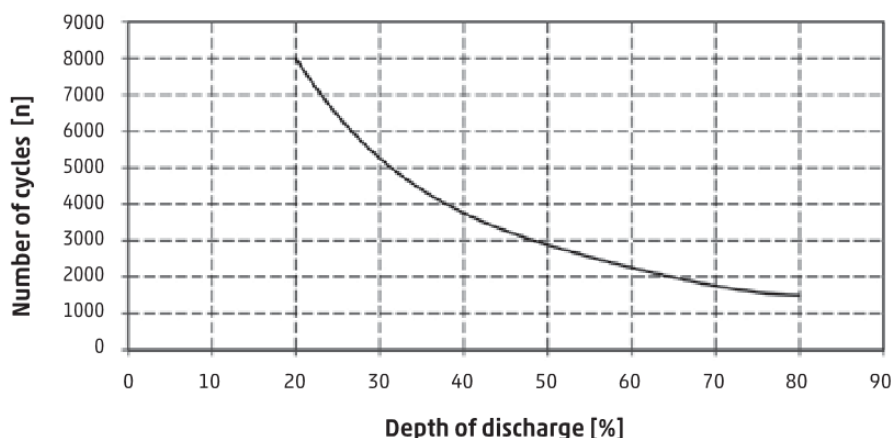


FIGURA 59. Relación número de ciclos batería y la profundidad de descarga.

Fuente: Ficha técnica fabricante

Rango carga (%)	% descarga	Nº ciclos (*)
>79	De 0 a 20	8000
75-79	De 21 a 25	6300
70-74	De 26 a 30	5300
65-69	De 31 a 35	4400
60-64	De 36 a 40	3800
55-59	De 41 a 55	3200
50-54	De 46 a 50	3000
45-49	De 51 a 55	2600
40-44	De 56 a 60	2200
35-39	De 61 a 65	2000
30-34	De 66 a 70	1800
25-29	De 71 a 75	1600
<25	>75	1500

(*) El número de ciclos corresponde al valor más alto del rango de descarga, es decir, para un rango de 31% a 35% de descarga, se ha tomado el valor correspondiente de ciclos para el valor más alto del rango, 35%.

ENERO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	6	19,35%	1548,38	>79	10	32,26%	2580,64
	75-79	1	3,23%	203,22	75-79	4	12,90%	812,9
	70-74	5	16,13%	854,83	70-74	3	9,68%	512,9
	65-69	2	6,45%	283,87	65-69	1	3,23%	141,93
	60-64	4	12,90%	490,32	60-64	1	3,23%	122,58
	55-59	1	3,23%	103,22	55-59	3	9,68%	309,67
	50-54	2	6,45%	193,54	50-54	3	9,68%	290,32
	45-49	1	3,23%	83,87	45-49	3	9,68%	251,61
	40-44	3	9,68%	212,9	40-44	1	3,23%	70,96
	35-39	2	6,45%	129,03	35-39	1	3,23%	64,51
	30-34	1	3,23%	58,06	30-34	0	0,00%	0
	25-29	3	9,68%	154,83	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	1	3,23%	48,38
TOTAL				4316,07				5206,4

FEBRERO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	12	42,86%	3428,57	>79	18	64,29%	5142,85
	75-79	5	17,86%	1125	75-79	6	21,43%	1350
	70-74	4	14,29%	757,14	70-74	2	7,14%	378,57
	65-69	3	10,71%	471,42	65-69	1	3,57%	157,14
	60-64	3	10,71%	407,14	60-64	1	3,57%	135,71
	55-59	0	0,00%	0	55-59	0	0,00%	0
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	0	0,00%	0	40-44	0	0,00%	0
	35-39	1	3,57%	71,42	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				6260,69				7164,27

MARZO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	19	61,29%	4903,22	>79	28	90,32%	7225,8
	75-79	8	25,81%	1625,8	75-79	2	6,45%	406,45
	70-74	1	3,23%	170,96	70-74	1	3,23%	170,96
	65-69	0	0,00%	0	65-69	0	0,00%	0
	60-64	3	9,68%	367,74	60-64	0	0,00%	0
	55-59	0	0,00%	0	55-59	0	0,00%	0
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	0	0,00%	0	40-44	0	0,00%	0
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				7067,72				7803,21

ABRIL	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	6	20,00%	1600	>79	11	36,67%	2933,33
	75-79	5	16,67%	1050	75-79	4	13,33%	840
	70-74	3	10,00%	530	70-74	8	26,67%	1413,33
	65-69	2	6,67%	293,33	65-69	3	10,00%	440
	60-64	2	6,67%	253,33	60-64	2	6,67%	253,33
	55-59	4	13,33%	426,66	55-59	0	0,00%	0
	50-54	3	10,00%	300	50-54	1	3,33%	100
	45-49	3	10,00%	260	45-49	1	3,33%	86,66
	40-44	0	0,00%	0	40-44	0	0,00%	0
	35-39	1	3,33%	66,66	35-39	0	0,00%	0
	30-34	1	3,33%	60	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				4839,98				6066,65

MAYO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	7	22,58%	1806,45	>79	17	54,84%	4387,09
	75-79	4	12,90%	812,9	75-79	4	12,90%	812,9
	70-74	4	12,90%	683,87	70-74	1	3,23%	170,96
	65-69	4	12,90%	567,74	65-69	2	6,45%	283,87
	60-64	3	9,68%	367,74	60-64	5	16,13%	612,9
	55-59	1	3,23%	103,22	55-59	0	0,00%	0
	50-54	1	3,23%	96,77	50-54	0	0,00%	0
	45-49	5	16,13%	419,35	45-49	2	6,45%	167,74
	40-44	2	6,45%	141,93	40-44	0	0,00%	0
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				4999,97				6435,46

JUNIO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	15	50,00%	4000	>79	19	63,33%	5066,66
	75-79	5	16,67%	1050	75-79	10	33,33%	2100
	70-74	4	13,33%	706,66	70-74	0	0,00%	0
	65-69	4	13,33%	586,66	65-69	1	3,33%	146,66
	60-64	1	3,33%	126,66	60-64	0	0,00%	0
	55-59	0	0,00%	0	55-59	0	0,00%	0
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	1	3,33%	73,33	40-44	0	0,00%	0
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				6543,31				7313,32

JULIO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	19	61,29%	4903,22	>79	18	58,06%	4645,16
	75-79	4	12,90%	812,9	75-79	11	35,48%	2235,48
	70-74	4	12,90%	683,87	70-74	2	6,45%	341,93
	65-69	4	12,90%	567,74	65-69	0	0,00%	0
	60-64	0	0,00%	0	60-64	0	0,00%	0
	55-59	0	0,00%	0	55-59	0	0,00%	0
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	0	0,00%	0	40-44	0	0,00%	0
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				6967,73		0	0,00%	7222,57

AGOSTO	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	18	58,06%	4645,16	>79	23	74,19%	5935,48
	75-79	7	22,58%	1422,58	75-79	7	22,58%	1422,58
	70-74	4	12,90%	683,87	70-74	0	0,00%	0
	65-69	1	3,23%	141,93	65-69	0	0,00%	0
	60-64	0	0,00%	0	60-64	1	3,23%	122,58
	55-59	1	3,23%	103,22	55-59	0	0,00%	0
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	0	0,00%	0	40-44	0	0,00%	0
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				6996,76				7480,64

SEPTIEMBRE	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	13	43,33%	3466,66	>79	25	83,33%	6666,66
	75-79	12	40,00%	2520	75-79	5	16,67%	1050
	70-74	4	13,33%	706,66	70-74	0	0,00%	0
	65-69	1	3,33%	146,66	65-69	0	0,00%	0
	60-64	0	0,00%	0	60-64	0	0,00%	0
	55-59	0	0,00%	0	55-59	0	0,00%	0
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	0	0,00%	0	40-44	0	0,00%	0
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	0	0,00%	0	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				6839,98				7716,66

OCTUBRE	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	10	32,26%	2580,64	>79	14	45,16%	3612,9
	75-79	5	16,13%	1016,12	75-79	5	16,13%	1016,12
	70-74	5	16,13%	854,83	70-74	4	12,90%	683,87
	65-69	2	6,45%	283,87	65-69	3	9,68%	425,8
	60-64	3	9,68%	367,74	60-64	3	9,68%	367,74
	55-59	4	12,90%	412,9	55-59	1	3,23%	103,22
	50-54	0	0,00%	0	50-54	0	0,00%	0
	45-49	0	0,00%	0	45-49	0	0,00%	0
	40-44	1	3,23%	70,96	40-44	1	3,23%	70,96
	35-39	0	0,00%	0	35-39	0	0,00%	0
	30-34	0	0,00%	0	30-34	0	0,00%	0
	25-29	0	0,00%	0	25-29	0	0,00%	0
	<25%	1	3,23%	48,38	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				5635,44				6280,61

NOVIEMBRE	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	10	33,33%	2666,66	>79	11	36,67%	2933,33
	75-79	4	13,33%	840	75-79	6	20,00%	1260
	70-74	2	6,67%	353,33	70-74	1	3,33%	176,66
	65-69	1	3,33%	146,66	65-69	1	3,33%	146,66
	60-64	2	6,67%	253,33	60-64	2	6,67%	253,33
	55-59	1	3,33%	106,66	55-59	1	3,33%	106,66
	50-54	0	0,00%	0	50-54	5	16,67%	500
	45-49	2	6,67%	173,33	45-49	1	3,33%	86,666
	40-44	1	3,33%	73,33	40-44	1	3,33%	73,33
	35-39	1	3,33%	66,66	35-39	0	0,00%	0
	30-34	2	6,67%	120	30-34	1	3,33%	60
	25-29	2	6,67%	106,66	25-29	0	0,00%	0
	<25%	2	6,67%	100	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				5006,62				5596,636

DICIEMBRE	PRIMER PLANTEAMIENTO				PROPUESTA			
	Rangos de carga %	Nº días	% del mes	Ciclos equivalentes	Rangos de carga %	Nº días	% Días del mes	Ciclos equivalentes
	>79	5	16,13%	1290,32	>79	11	35,48%	2838,7
	75-79	2	6,45%	406,45	75-79	5	16,13%	1016,12
	70-74	6	19,35%	1025,8	70-74	2	6,45%	341,93
	65-69	2	6,45%	283,87	65-69	0	0,00%	0
	60-64	1	3,23%	122,58	60-64	3	9,68%	367,74
	55-59	1	3,23%	103,22	55-59	3	9,68%	309,67
	50-54	3	9,68%	290,32	50-54	0	0,00%	0
	45-49	1	3,23%	83,87	45-49	0	0,00%	0
	40-44	2	6,45%	141,93	40-44	2	6,45%	141,93
	35-39	0	0,00%	0	35-39	1	3,23%	64,51
	30-34	3	9,68%	174,19	30-34	3	9,68%	174,19
	25-29	3	9,68%	154,83	25-29	1	3,23%	51,61
	<25%	2	6,45%	96,77	<25%	0	0,00%	0
TOTAL				4174,15				5306,4

Como se puede observar en las tablas anteriores, se obtiene una visión más precisa del estado general de la vida útil de las baterías. Se aprecia como la mayoría de días las baterías se encuentran en un rango óptimo de carga, esto resulta en una menor degradación y, por consiguiente, un aumento en el número total de ciclos útiles. Analizando la diferencia entre las dos opciones planteadas, es destacable el incremento de ciclos de vida de las baterías obtenido en todos los meses del año al aumentar un 10,3% la capacidad total de las baterías y un 12% el número de paneles. De esta manera, se consigue un estrés menor en las baterías, evitando descargas profundas y en general mantener un porcentaje de carga cercano a las zonas óptimas (70%-80%).

En la siguiente tabla se recogen los datos mensuales obtenidos:

PRIMER PLANTEAMIENTO		PROPUESTA		Incremento respecto al primer planteamiento
Ciclos equivalentes de cada mes		Ciclos equivalentes de cada mes		
ENERO	4.316	ENERO	5.206	20,63%
FEBRERO	6.261	FEBRERO	7.164	14,43%
MARZO	7.068	MARZO	7.803	10,41%
ABRIL	4.840	ABRIL	6.067	25,34%
MAYO	5.000	MAYO	6.435	28,71%
JUNIO	6.543	JUNIO	7.313	11,77%
JULIO	6.968	JULIO	7.223	3,66%
AGOSTO	6.997	AGOSTO	7.481	6,92%
SEPTIEMBRE	6.840	SEPTIEMBRE	7.717	12,82%
OCTUBRE	5.635	OCTUBRE	6.281	11,45%
NOVIEMBRE	5.007	NOVIEMBRE	5.597	11,78%
DICIEMBRE	4.174	DICIEMBRE	5.306	27,13%
MEDIA ANUAL	5.804	MEDIA ANUAL	6633	14,28%
Estimación vida útil	15,9 años	Estimación vida útil	18,17 años	

TABLA 9. Estimación ciclos de vida de las baterías, comparativa de las propuestas. Fuente: Elaboración propia

A la vista de los datos obtenidos en la segunda simulación, se concluye que la segunda opción propuesta resuelve la problemática de la falta de energía en los meses de enero y diciembre, además de alargar la vida útil de las baterías. De

esta manera, el número total de baterías necesarias es de 2040. Como se comentó en apartados anteriores, el programa PVsyst define las baterías en C_{10} , por lo tanto, ajustando el número de baterías en C_{100} para conseguir la misma capacidad de la simulación, obtenemos que serán necesarias **1512 baterías Sun power VL OPzS 2-4700**.

De igual manera, el inversor-regulador tendrá 16 paneles conectados formando 2 ramas en paralelos de 8 módulos en serie, por consiguiente, se necesitarán **204 unidades** en la instalación para los 3264 paneles.

2.2.6 Resumen definitivo

En la siguiente tabla se recogen los elementos más importantes que formarán parte de la instalación aislada:

COMPONENTE	MODELO	CONFIGURACIÓN	TOTAL
Módulos fotovoltaicos	SW300 MONO	→ 408 ramas en paralelo → 8 módulos en serie por cada rama	3264
Estructura Paneles Solares	SUNFER CVE915XL 1x8	→ 408 estructuras en paralelo	408
Inversor-regulador de carga	Axpert MKS II de 5000W	→ 204 reguladores en paralelo	204
Baterías	Sun power VL OPzS 2-4700	→ 63 ramas en paralelo → 24 vasos en serie por cada rama	1512

TABLA 10. Componentes básicos de la instalación fotovoltaica aislada. Fuente: Elaboración propia

2.3 Análisis de la viabilidad económica

Durante este capítulo, se valorará la viabilidad económica del presente proyecto en un plazo establecido de 30 años teniendo en cuenta que las baterías tendrán que ser cambiadas después de 18 años (valor estimado de la vida útil de las baterías recogido en la Tabla 9). El periodo de garantía que proporciona el fabricante de los paneles fotovoltaicos es de 25 años, pero con un correcto mantenimiento podrían llegar a los 40 años.

A continuación, se muestra una tabla que recoge los principales componentes de la instalación con sus respectivos costes.

UNIDADES	COMPONENTE	MODELO	PRECIO UNITARIO	TOTAL
3264	Módulos fotovoltaicos	SW300 MONO	188,00 €	613.632,00 €
408	Estructura Paneles Solares	SUNFER CVE915XL 1x8	412,37 €	168.246,96 €
204	Inversor-regulador de carga	Axpert MKS II de 5000W	845,00 €	172.380,00 €
1512	Baterías	Sun power VL OPzS 2-4700	1350,00 €	2.041.200,00 €
TOTAL				2.995.458,96 €

TABLA 11. Costes de los componentes principales de la instalación fotovoltaica aislada. Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial de la instalación supone una cifra mayor a la que se recoge en la “*Tabla 11*”, dado que no se integran los costes asociados a los conductores, cajas de conexionado, protecciones, obra civil, permisos, etc. Para la realización del presente estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica aislada se asume la hipótesis de integrar estos costes con un valor aproximado del **30% del total de la inversión**, además, se contempla unos **costes de mantenimiento de 12.000 € anuales**. Como se ha comentado con anterioridad, el análisis de la viabilidad económica del proyecto se estima en **un plazo de 30 años**, asumiendo un cambio de las baterías de la instalación a los 18 años.

De esta manera, en la siguiente tabla se recoge el presupuesto planteado para la implementación de esta instalación fotovoltaica aislada de la red.

Inversión inicial	3.894.096,648 €
Mantenimiento anual	12.000 €
Inversión adicional/reemplazo de baterías	2.041.426,96 €

TABLA 12. Resumen del presupuesto total. Fuente: Elaboración propia

Se estima un presupuesto inicial para la instalación aislada de **3.894.096,648 €**, siendo necesario una **inversión adicional de 2.041.426,96 €** para reemplazar las baterías después de un periodo de 18 años, además de un presupuesto destinado al **mantenimiento de la instalación de 12.000 € anuales**.

Cabe destacar los siguientes datos:

- No existen gastos generados por el arrendamiento del terreno de estudio.
- No se tienen gastos de nivelado y desbrozado del terreno.
- No se han considerado las pérdidas generadas por las sombras debido a que la extensión del terreno disponible es de 58.000 m² y además no existen elementos cercanos que puedan generar sombras.

2.3.1 Estimación del ahorro energético

En este apartado analizaremos el ahorro en la factura eléctrica de la instalación aislada. Como hemos visto en los resultados obtenidos en el capítulo “2.2.3 Resultados de la propuesta” se consigue una total independencia energética de la red convencional. De igual manera, debido al sobredimensionado de la instalación y al enfoque optimizador para los meses más desfavorables, existe un excedente anual de 380MWh, aproximadamente un 30% de la energía que acabamos consumiendo, que no será aprovechado. Por lo tanto, la amortización de la instalación vendrá condicionada por los siguientes factores:

- La energía consumida al año en MWh
- El precio de venta que se otorga por MWh equivalente a disponer de un contrato con una empresa suministradora de energía eléctrica

En la siguiente gráfica obtenida a partir de los datos de simulación, se presenta la energía consumida por cada mes del año:

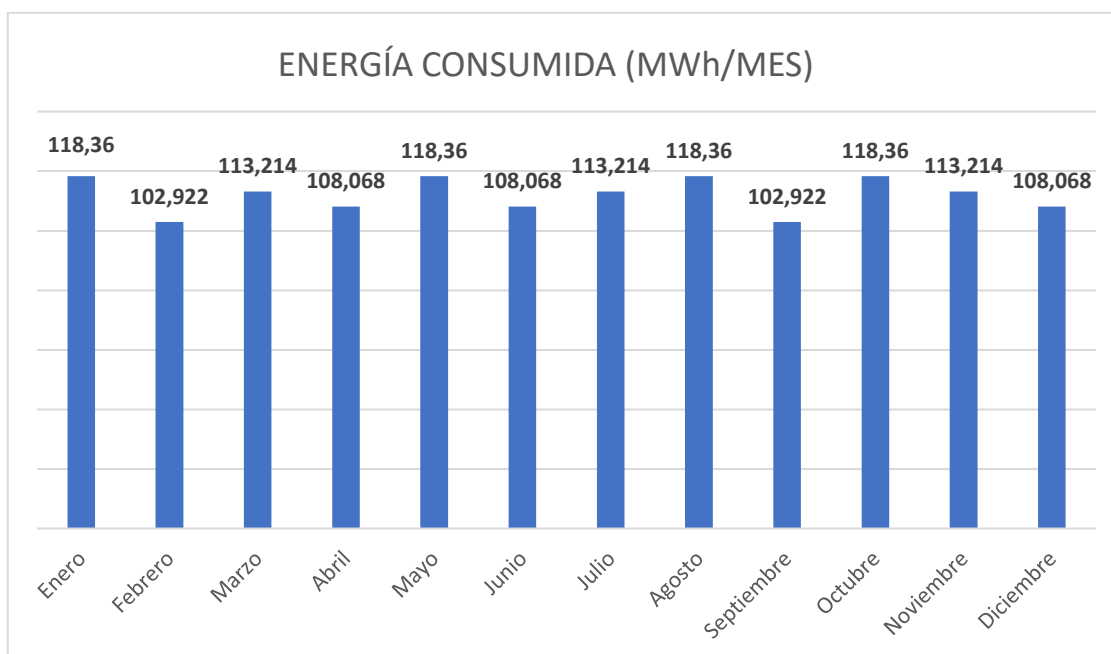


FIGURA 60. Energía consumida por cada mes del año. Fuente: Ficha Elaboración propia

Por lo tanto, la energía consumida a lo largo de un año se estima en **1343,132 MWh** que se obtiene íntegramente de la instalación fotovoltaica. Conociendo estos valores, se realizará una estimación del ahorro en los costes de la energía en base a los precios de venta en el mercado que otorgan las empresas distribuidoras de energía eléctrica por cada MWh.

Debido a que los precios de compra que ofrecen las diferentes empresas suministradoras de energías varían constantemente a lo largo del tiempo, la tarifa contratada u otros factores que impiden hacer una estimación precisa del precio del MWh comprado, se ha decidido emplear los datos obtenidos a nivel europeo en el informe presentado por la Comisión Europea en el año 2019. Este informe recoge el precio medio de venta de los últimos 5 años para los consumidores no domésticos con consumos anuales comprendidos entre 500MWh y los 2500MWh.

Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)
Last update: 08-04-2020
Table Customization [show](#)

TIME: Consumption
Band IC: 500 MWh < Consumption < 2.000 MWh
Currency: Euro

GEO: Unit of measure: KiloWatt-hour

	2015S1	2015S2	2016S1	2016S2	2017S1	2017S2	2018S1	2018S2	2019S1	2019S2
European Union - 27 countries	0.1457	0.1424	0.1408	0.1386	0.1394	0.1375	0.1392	0.1392	0.1493	1
European Union - 28 countries	0.1490	0.1463	0.1432	0.1401	0.1405	0.1386	0.1412	0.1422	0.1524	1
Euro area (EA11-1999, EA12-2002)	0.1549	0.1511	0.1497	0.1470	0.1481	0.1455	0.1468	0.1468	0.1570	1
Belgium	0.1301	0.1297	0.1349	0.1398	0.1336	0.1314	0.1315	0.1373	0.1385	0.1388
Bulgaria	0.0831	0.0939	0.1202	0.0946	0.0915	0.0947	0.0972	0.1015	0.1065	0.1042
Czechia	0.0934	0.0947	0.0884	0.0885	0.0832	0.0859	0.0887	0.0872	0.0930	1
Denmark	0.2589	0.2587	0.2664	0.2651	0.2579	0.2579	0.2537	0.2510	0.2358	0.2324
Germany (until 1990 former territories)	0.1979	0.1960	0.1974	0.1958	0.1991	0.1985	0.1967	0.1987	0.2036	1
Estonia	0.1066	0.1117	0.1054	0.1075	0.1044	0.1015	0.1038	0.1109	0.1100	1
Ireland	0.1601	0.1531	0.1498	0.1404	0.1392	0.1399	0.1491	0.1518	0.1579	1
Greece	0.1460	0.1389	0.1376	0.1360	0.1318	0.1318	0.1368	0.1384	0.1373	1
Spain	0.1420	0.1371	0.1337	0.1245	0.1284	0.1249	0.1282	0.1329	0.1389	1
France	0.1232	0.1141	0.1145	0.1075	0.1180	0.1102	0.1174	0.1053	0.1225	1
Croatia	0.1150	0.1159	0.1129	0.1096	0.0987	0.1040	0.1124	0.1144	0.1169	0.1192
Italy	0.1873	0.1855	0.1771	0.1807	0.1712	0.1675	0.1642	0.1662	0.1913	1

FIGURA 61. Precio del kWh para consumidores no domésticos con consumos anuales entre 500MW-2500MW, 2015-2019 (datos bianuales). Fuente: Eurostat

Los valores medios de venta presentados en la figura anterior incluyen los impuestos y tasas asociados a la factura eléctrica. De esta manera, se considera incluido el término de potencia (representa un coste fijo en función de la potencia contratada) y el término de consumo (se calcula en función de los kWh de energía consumida multiplicado por el precio fijado por la comercializadora en €/kWh).

Se ha considerado el precio del MWh como la media de valores presentados en la figura anterior, por lo tanto, se **fijará un precio de 0,132 €/kWh, es decir, 132,28 €/MWh.**

2.3.2 Estudio de la viabilidad económica de la instalación aislada

El valor asignado a la compra de cada MWh estimado en el apartado anterior, se utilizará para realizar la estimación de los ingresos esperados, es decir, cada MWh producido y consumido por la instalación aislada, se traduce en un ahorro equivalente al precio de compra del MWh de la red establecido, en este caso **132,28 €/MWh.**

A continuación, se muestra un gráfico de los ingresos acumulados para el periodo de retorno establecido en 30 años.

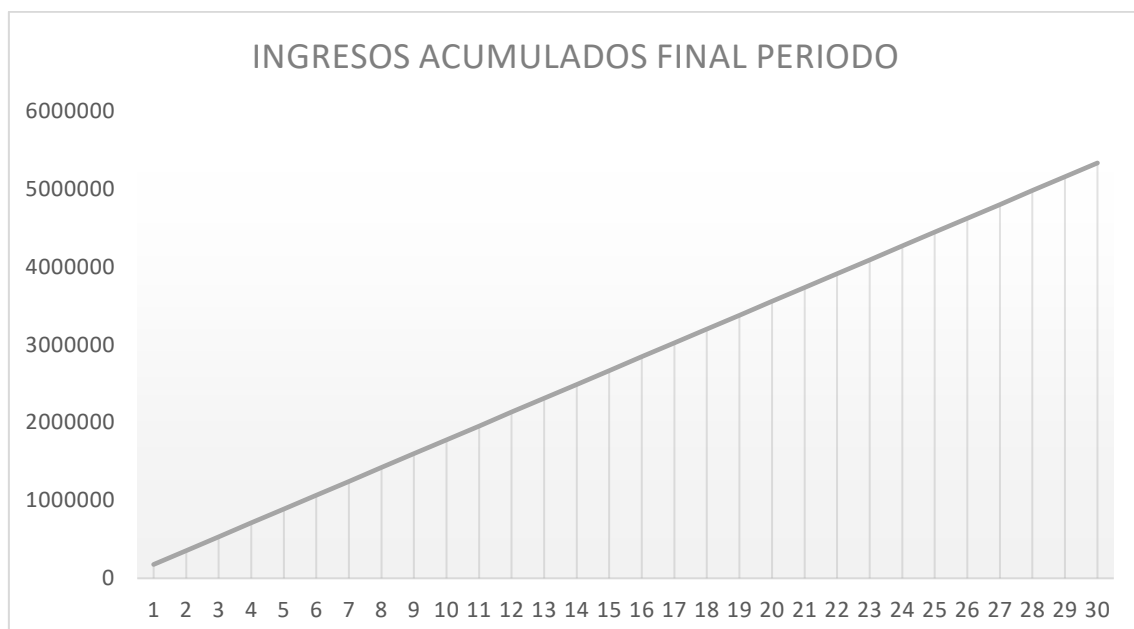


FIGURA 62. Ingresos acumulados estimados (€). Fuente: Elaboración propia

Los ingresos acumulados estimados para la instalación fotovoltaica aislada en los próximos 30 años son de **5.330.085,03 €**.

En este punto es importante tener en cuenta varias consideraciones:

- El precio fijado por MWh cómo estándar a la hora de hacer la estimación de los ingresos esperados presenta un grado de incertidumbre considerable. En la realidad, esta variable fluctúa constantemente en función de muchos factores. De igual manera, hay que considerar los acuerdos específicos entre la comercializadora y el cliente que añaden de nuevo un componente difícil de cuantificar con la información que se dispone para la realización del presente proyecto. Se ha considerado el precio medio de venta por MWh obtenido de los datos proporcionados por el informe de la Comisión Europea como un valor aceptable para realizar una estimación de los ingresos esperados dentro de un rango aceptable. En el informe anteriormente mencionado, se presentan datos relativos al incremento del coste de la energía para los consumidores no domésticos en los últimos años. Para el caso concreto de este estudio de la viabilidad económica de la instalación aislada, se ha considerado oportuno no aplicar un incremento porcentual del coste de la energía, la razón es que de esta manera se intenta compensar variables difíciles de medir, dando una predicción más pesimista de los potenciales ingresos.
- Otro punto destacable es relativo a la producción anual esperada. Este valor está sujeto de nuevo a una serie de condicionantes y variables que hacen difícil poder predecir con exactitud la cantidad de energía producida cada año y mucho menos en un plazo de 30 años. En este punto se destaca que la degradación de los paneles no ha sido considerada, el fabricante estima este valor de pérdida de la eficiencia de sus módulos fotovoltaicos en un máximo de 0,7% anual.

Con las anteriores consideraciones expuestas, se presenta el gráfico relativo al periodo de retorno de 30 años planteados en este estudio. Como podremos apreciar en el gráfico la situación inicial comienza con la inversión calculada en

apartados anteriores de **3.894.096,648 €**, a la que se le restará anualmente los ingresos esperados por cada año en función de la energía total consumida y que, por consiguiente, dejamos de comprar de la red. Además, se ha tenido en consideración un cambio de las baterías después de 18 años, con un importe total de **2.041.426.96 €**, así como un coste de mantenimiento anual de **12.000 €**

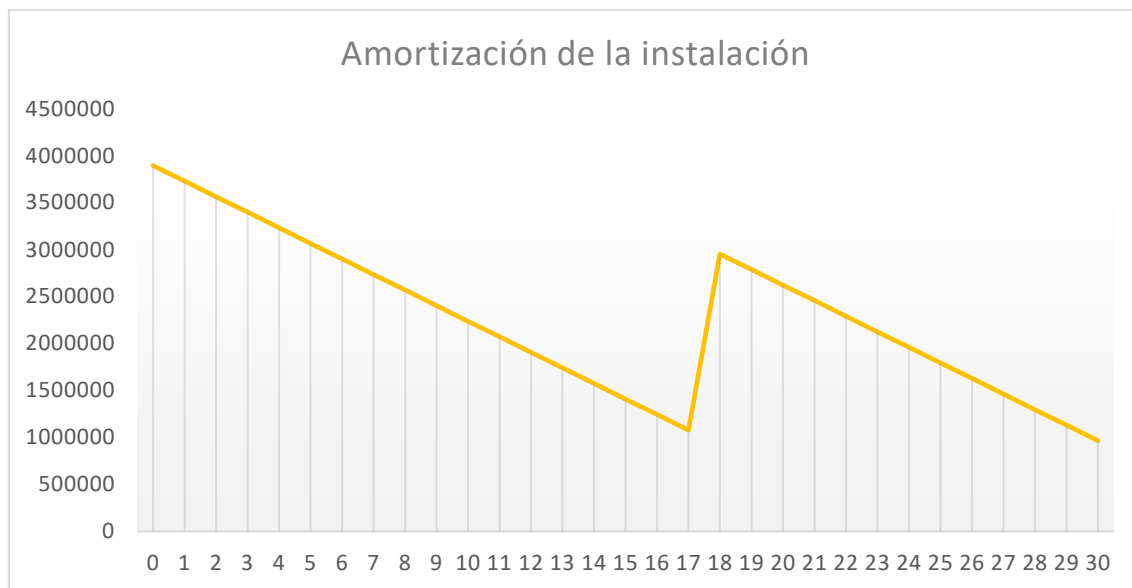


FIGURA 63. Amortización de la instalación aislada en un plazo de 30 años. Fuente: Elaboración propia

Como podemos apreciar en el gráfico el coste de la instalación no llega a amortizarse en el plazo de 30 años. La inversión en baterías supone aproximadamente un 70% de la inversión total del proyecto, considerando que a los 18 años es necesario cambiar las baterías y el presupuesto destinado al mantenimiento de la instalación es de 12.000 €.

En la siguiente tabla se detallan los valores obtenidos anualmente en el plazo de retorno establecido en 30 años. Se resalta en color rojo el año en el que es necesario realizar una inversión adicional para cambiar las baterías.

Año	Ingresos acumulados €/año	Presupuesto inicial (€)	Mantenimiento (€)	Inversión adicional (€)
0	0	3.894.096,65	0	0
1	177669,50	3.728.427,15	12000	0
2	355339,00	3.562.757,65	12000	0
3	533008,50	3.397.088,15	12000	0
4	710678,00	3.231.418,64	12000	0
5	888347,50	3.065.749,14	12000	0
6	1066017,01	2.900.079,64	12000	0
7	1243686,51	2.734.410,14	12000	0
8	1421356,01	2.568.740,64	12000	0
9	1599025,51	2.403.071,14	12000	0
10	1776695,01	2.237.401,64	12000	0
11	1954364,51	2.071.732,14	12000	0
12	2132034,01	1.906.062,64	12000	0
13	2309703,51	1.740.393,14	12000	0
14	2487373,01	1.574.723,63	12000	0
15	2665042,51	1.409.054,13	12000	0
16	2842712,02	1.243.384,63	12000	0
17	3020381,52	1.077.715,13	12000	0
18	3198051,02	2.953.472,59	12000	2.041.426,96
19	3375720,52	2.787.803,09	12000	0
20	3553390,02	2.622.133,59	12000	0
21	3731059,52	2.456.464,09	12000	0
22	3908729,02	2.290.794,59	12000	0
23	4086398,52	2.125.125,09	12000	0
24	4264068,02	1.959.455,58	12000	0
25	4441737,52	1.793.786,08	12000	0
26	4619407,02	1.628.116,58	12000	0
27	4797076,53	1.462.447,08	12000	0
28	4974746,03	1.296.777,58	12000	0
29	5152415,53	1.131.108,08	12000	0
30	5330085,03	965.438,58	12000	0

TABLA 13. Resumen de los costes y beneficios anuales de la instalación aislada. Fuente:

Elaboración propia

En vista de los datos obtenidos, con un **balance neto negativo de 965.438,58 €** al final del periodo del estudio económico planteado, se concluye que la implementación de esta **instalación fotovoltaica aislada no es viable económicamente**.

2.3.3 Conclusiones y soluciones planteadas

Una vez realizado el desarrollo de la instalación aislada se analizará si se han cumplido los objetivos planteados inicialmente. A lo largo de estos capítulos se ha estudiado la viabilidad técnica y económica de la posible implementación de una central solar fotovoltaica aislada capaz de cubrir las necesidades de consumo de una fábrica sin estar conectada a la red convencional.

Desde el punto de vista técnico se ha conseguido optimizar el diseño de la instalación para conseguir abastecer la fábrica íntegramente con la energía obtenida de los módulos fotovoltaicos. Como se ha podido ver a lo largo de estos capítulos, las decisiones tomadas han priorizado en todo momento la condición indispensable de garantizar que no haya en ningún momento falta de energía para abastecer los consumos de la fábrica, de esta manera, el predimensionado y la elección de los elementos de la instalación ha sido una parte fundamental para asegurar que se cumpla esta condición. Para la realización de las simulaciones se ha utilizado el programa PVsyst, que ha resultado de gran ayuda para poder valorar en mayor profundidad el comportamiento de la instalación. Desde el punto de vista técnico se ha podido comprobar que la implementación de la instalación aislada planteada en este proyecto es viable.

Posteriormente, bajo estas consideraciones, se ha realizado un estudio de la viabilidad económica de la instalación, dando como resultado un balance negativo de 965.438,58 € en un plazo de retorno de 30 años. La causa principal de este resultado ha sido la enorme inversión requerida para costear el sistema de almacenaje. Por lo tanto, se concluye que debido a los costes necesarios para almacenar energía actualmente, la implementación de esta instalación fotovoltaica aislada no es viable económicamente.

Finalmente, gracias al nuevo contexto legislativo que favorece enormemente la integración de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, se ha propuesto analizar la viabilidad económica de la misma instalación, esta vez conectada a la red eléctrica. De esta manera, en base a las nuevas normas de aplicación para los sistemas de autoconsumo recogidas en el Real Decreto-ley 15/2018 (que derogó en su mayor totalidad al RD 900/2015, famoso por instaurar el llamado “impuesto al Sol”) y su posterior desarrollo normativo, el RD 244/2019 en el que se redefinen las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes, se plantea analizar la viabilidad de una instalación de autoconsumo con excedentes.

CAPÍTULO 3. CÁLCULOS DEL SISTEMA CONECTADO A RED

3.1 Elección del inversor

Como se ha explicado en apartados anteriores, la función del inversor es de convertir o transformar la corriente continua, en este caso la recibida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna. Para la instalación conectada a red se ha elegido el modelo SUNNY TRIPOWER 60, de la marca SMA. A continuación, se detallan las especificaciones del componente:

Technical Data, as of February 2015	Sunny Tripower 60
Input (DC)	
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range	570 V – 800 V @400 Vac, 685 V – 800 V @480 Vac
Min. input voltage	565 V @400 Vac, 680 V @480 Vac
Max. input current / short-circuit current	110 A / 150 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1/1 (split up by external PV array junction box)
DC rated power input	630 Vdc @ 400 Vac, 710 Vdc @ 480 Vac
Output (AC)	
Rated power at nominal voltage	60000 W
Max. AC apparent power	60000 VA
Max. reactive power	60000 Var
Nominal AC voltage	3 / PE, 400 V – 480 V, ±10 %
Nominal AC voltage range	400 V – 480 V
AC power frequency / range	50 Hz / 60 Hz ±10 %
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz, 60 Hz / 400 V, 480 V
Max. output current	3 x 87 A
Power factor at rated power/displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. Efficiency / Euro-eta / CEC @ 400 Vac / CEC @ 480 Vac	98.8 % / 98.3 % / 98.0 % / 98.5 %

FIGURA 64. Hoja técnica inversor SUNNY TRIPOWER 60. Fuente: Ficha técnica fabricante

En el capítulo siguiente se detallarán los cálculos necesarios de los paneles que se conectarán por cada inversor.

3.2 Configuración de los módulos fotovoltaicos

Para calcular el número de paneles tenemos que conocer el consumo diario estimado. En este caso el objetivo es convertir la instalación aislada desarrollada

en capítulos anteriores en una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes sin compensación.

- Consumo total diario (C_D): 5150,06 kWh.

Aplicaremos un factor de seguridad del 20% sobre el consumo diario:

$$C_D = 5150,06 \times 1,2 = \mathbf{6180,07 \text{ kWh}}$$

La empresa abrirá de lunes a viernes todos los días del año, es decir, 260 días de un total de 365 días anuales. Esto representa un 71,23% de los días totales de un año completo, por lo tanto, se ajustará el consumo diario a este porcentaje.

$$C_D = 6180,07 \text{ kW} \times 0,7123 = \mathbf{4402,06 \text{ kWh}}$$

Cálculo número de módulos:

Datos:

- $C_D = 4402,06 \text{ kWh}$
- Hora solar mínima anual: datos PVGIS = 4,1h (para producción máxima anual, 35° inclinación y azimut 0°)

Con estos datos podemos calcular la potencia fotovoltaica (P_{FV}) de nuestra instalación:

$$P_{FV} = \frac{\text{Consumo diario}}{\text{Hora solar mínima anual}} = \frac{4402060 \text{ kWh}}{4,1 \text{ h}} = \mathbf{1073,67 \text{ kW}}$$

Los paneles propuestos serán de la marca SolarWorld modelo SW300 MONO que proporcionan 300 Wp de potencia máxima con una eficiencia del 17,89%.

Datos módulo FV (SW 300 MONO)	
P _{máx.}	300Wp
V _{oc}	40,10V
V _{mpp}	31,60V
I _{sc}	10,23V
I _{mpp}	9,57V

TABLA 14. Datos módulo FV (SW 300 MONO). Fuente: Ficha técnica del fabricante, elaboración propia

El número total de módulos requeridos vendrá determinado por la potencia fotovoltaica de la instalación y la potencia del módulo.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Potencia módulo}} = \frac{1073670 \text{ W}}{300 \text{ W}} = 3578,91 \text{ módulos} = \mathbf{3579}$$

El objetivo de este apartado es tener una referencia de la potencia fotovoltaica necesaria y el número de paneles para asegurar que la instalación de autoconsumo sea capaz de conseguir gran parte de la energía del campo fotovoltaico y en caso de ser necesario alimentarse de la red convencional. De esta manera, se pretende reducir el consumo energético de la red eléctrica y en el supuesto de existir excedentes, inyectarlos a la red.

Una vez tengamos una estimación de los paneles necesarios, calcularemos el mínimo y máximo de módulos necesarios que forman cada rama conectada al inversor. Previamente, es necesario calcular la tensión máxima y mínima que puede llegar a alcanzar nuestro módulo en función de la temperatura.

En la siguiente tabla tenemos los valores máximos y mínimos de temperatura registrados en la localización del estudio, Viator:

CARACTERÍSTICA / VALOR	(Temperatura °C)	FECHA
Temperatura Máxima más alta Registrada:	41.6	06-07-2019
Temperatura Máxima más baja Registrada:	15.1	11-01-2019
Temperatura Mínima más alta Registrada:	26.6	21-08-2019
Temperatura Mínima más baja Registrada:	4.8	06-01-2019
Mayor diferencia de temperaturas en un mismo día (Tmax-Tmin):	18.3	06-07-2019
Mayor ascenso de temperaturas Máximas en 24 h:	12.7	entre 05-07-2019 y 06-07-2019
Mayor ascenso de temperaturas Mínimas en 24 h:	11.5	entre 30-07-2019 y 31-07-2019
Mayor descenso de Temperaturas máximas en 24h:	9.7	entre 06-07-2019 y 07-07-2019
Mayor descenso de Temperaturas mínimas en 24 h:	6.3	entre 29-07-2019 y 30-07-2019

TABLA 15. Temperaturas máxima y mínima registrada en Viator. Fuente: AEMET

Para calcular la tensión máxima deberemos tener en cuenta las condiciones de funcionamiento del módulo en vacío (Voc) a la temperatura mínima que pueda llegar a alcanzar el módulo.

$$V_{\text{máx.}} = V_{\text{oc}} \text{ a } t^{\text{a}} \text{ mínima}$$

Mirando la ficha técnica del panel solar elegido, conocemos el valor de $\Delta V \text{ } ^\circ\text{C}$, en este caso es de $-0,42\%/^{\circ}\text{C}$.

$$\Delta V/^{\circ}\text{C} = V_{\text{oc}} \times \Delta V \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta V/^{\circ}\text{C} = 40,10\text{V} \times -0,42 \% = -0,168\text{V por cada } ^{\circ}\text{C}$$

De esta manera, multiplicando el valor obtenido por $20,2^{\circ}\text{C}$, que es la desviación de la temperatura mínima que se estima ($4,8^{\circ}\text{C}$) del módulo respecto a la temperatura de referencia en condiciones estándar (25°C).

$$\Delta V = -0,168 \times 20,2 = -3,4\text{V}$$

Finalmente, obtenemos el valor máximo de la tensión para la temperatura mínima del módulo:

$$V_{\text{máx.}} = 40,10 - (-) 3,4 = \mathbf{43,5V}$$

Para calcular la tensión mínima deberemos tener en cuenta las condiciones de funcionamiento del módulo a la potencia nominal (V_{mpp}) y a la temperatura máxima que pueda alcanzar el módulo.

$$V_{\text{min.}} = V_{\text{mpp}} \text{ a } t^{\text{a}} \text{ máxima}$$

De igual manera,

$$\Delta V/^{\circ}\text{C} = V_{\text{mpp}} \times \Delta V \% /^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta V/^{\circ}\text{C} = 31,50 \times 0,42 \% = 0,1323\text{V por cada }^{\circ}\text{C}$$

Multiplicando el valor obtenido por $39,2^{\circ}\text{C}$, que es la desviación de la temperatura máxima ($64,5^{\circ}\text{C}$) respecto a la temperatura de referencia en condiciones estándar (25°C).

$$\Delta V = 0,1323 \times 39,2 = -5,19\text{V}$$

Finalmente, obtenemos el valor mínimo de la tensión para la temperatura máxima del módulo:

$$V_{\text{min}} = 31,50 - 5,19 = \mathbf{26,31V}$$

Una vez tengamos los valores de las tensiones máximas y mínimas del módulo fotovoltaico podemos determinar la longitud de máxima y mínima de las ramas.

Para realizar estos cálculos es necesario conocer las características del inversor que se instalará:

Datos del inversor Sunny Tripower 60	
Potencia nominal	60000W
Rango MPPT	570V-800V
Voltaje máximo de entrada	1000V
Corriente máxima de entrada	110A

TABLA 16. Datos del inversor SUNNY TRIPOWER 60L. Fuente: Ficha técnica fabricante, elaboración propia

Para calcular el número máximo de módulos por inversor solo hay que dividir la tensión en corriente continua máxima en circuito abierto que puede soportar el inversor entre la $V_{\text{máx.}}$ que habíamos calculado con antelación.

$$\text{Nr.máx.módulos} = 1000/43,5 = 22,98 \rightarrow \mathbf{22 \text{ paneles en serie}}$$

Vamos a tener un máximo de módulos en serie para nuestro inversor.

Para calcular el número mínimo de paneles, hay que dividir el valor de tensión mínimo del inversor en el rango de funcionamiento MPPT entre la $V_{\text{mín.}}$ calculada anteriormente.

$$\text{Nr.min de módulos} = 570/26,31 = 21,66 \rightarrow \mathbf{22 \text{ paneles en serie}}$$

Por lo tanto, la única posibilidad es conectar 22 paneles en serie.

Teniendo el número máximo y mínimo de los paneles que pueden formar una cadena, resta encontrar la configuración que mejor se acerca a lo previsto en la fase del predimensionado. En este caso, se ha establecido que se conectarán

22 paneles en serie y un total de 9 cadenas, es decir, 198 módulos fotovoltaicos por cada inversor.

De esta manera, para la potencia fotovoltaica instalada previamente calculada, con un total de 3579 paneles se necesitan 18,075 inversores. Ajustando este valor a 18 inversores, el número de paneles total será de 3564 con una potencia instalada total de 1069 kWp.

Por último, comprobaremos que la corriente total no supere la corriente máxima de entrada del inversor.

$$I_{dc\text{máx}} = I_{mp} \times N_{r.cadenas} = 9,524 \times 9 = 85,716 \text{ A}$$

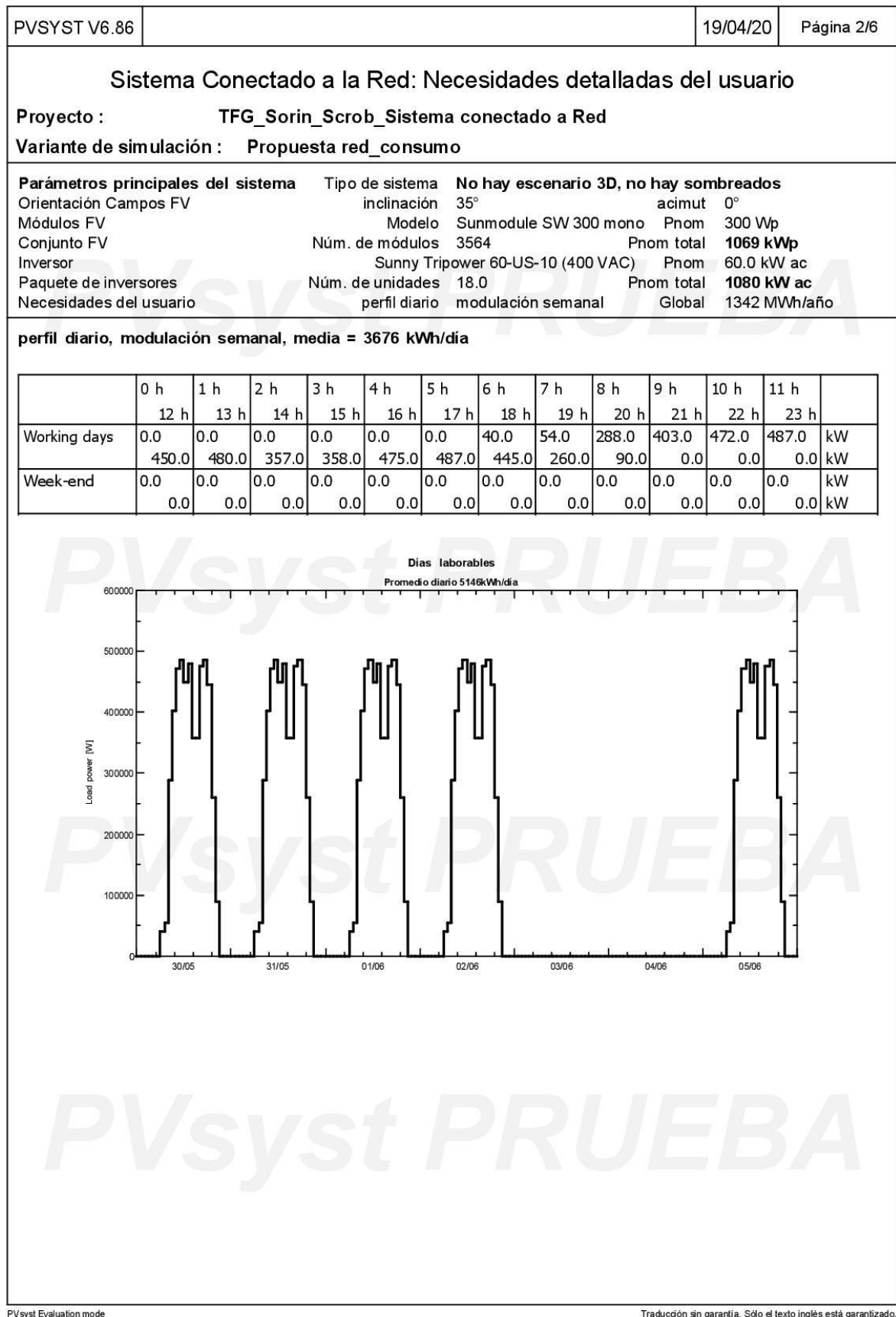
Siendo la corriente máxima de entrada del inversor ($I_{\text{máx.inv}}$) igual a 110 A, se cumple la condición **$I_{dc\text{máx}} < I_{\text{máx.inv}}$** .

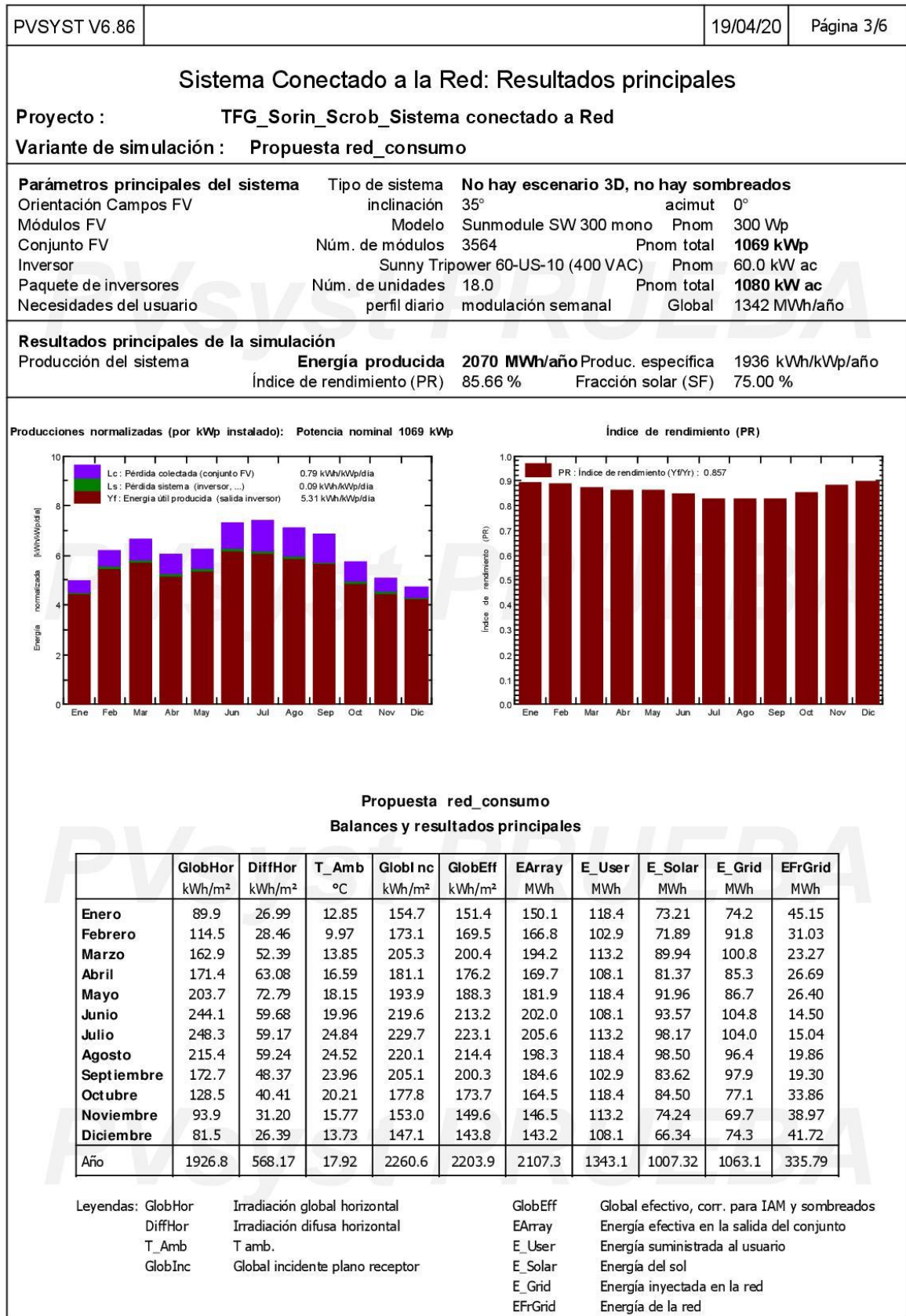
3.3 Resultados simulación (instalación conectada a red)

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos en la simulación realizada en PVsyst con los datos calculados previamente en el predimensionado de la instalación.

A continuación, se muestra el informe generado.

PVSYST V6.86					19/04/20	Página 1/6
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto : TFG_Sorin_Scrob_Sistema conectado a Red						
Sitio geográfico		Viator		País	España	
Ubicación		Latitud	36.88° N	Longitud	-2.40° W	
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	40 m	
		Albedo	0.20			
Datos meteorológicos:		Viator	PVGIS api TMY - TMY			
Variante de simulación : Propuesta red_consumo						
		Fecha de simulación	19/04/20 19h17			
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación plano captador		Inclinación	35°	Acimut	0°	
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Importado	
Horizonte		Sin horizonte				
Sombreados cercanos		Sin sombreado				
Necesidades del usuario :		perfil diario	modulación semanal			
		media	3676 kWh/Día			
Características del conjunto FV						
Módulo FV		Si-mono	Modelo	Sunmodule SW 300 mono		
Base de datos PVsyst original		Fabricante	SolarWorld			
Número de módulos FV		En serie	22 módulos	En paralelo	162 cadenas	
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	3564	Pnom unitaria	300 Wp	
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	1069 kWp	En cond. de funciona.	954 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	618 V	I mpp	1546 A	
Superficie total		Superficie módulos	5976 m²			
Inversor						
Base de datos PVsyst original		Modelo	Sunny Tripower 60-US-10 (400 VAC)			
Características		Fabricante	SMA			
		Voltaje de funcionam.	570-800 V	Pnom unitaria	60.0 kWac	
Paquete de inversores		Núm. de inversores	18 unidades	Potencia total	1080 kWac	
				Relación Pnom	0.99	
Factores de pérdida del conjunto FV						
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto	6.7 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas	-0.4 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas	0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	





PVSYST V6.86

19/04/20

Página 4/6

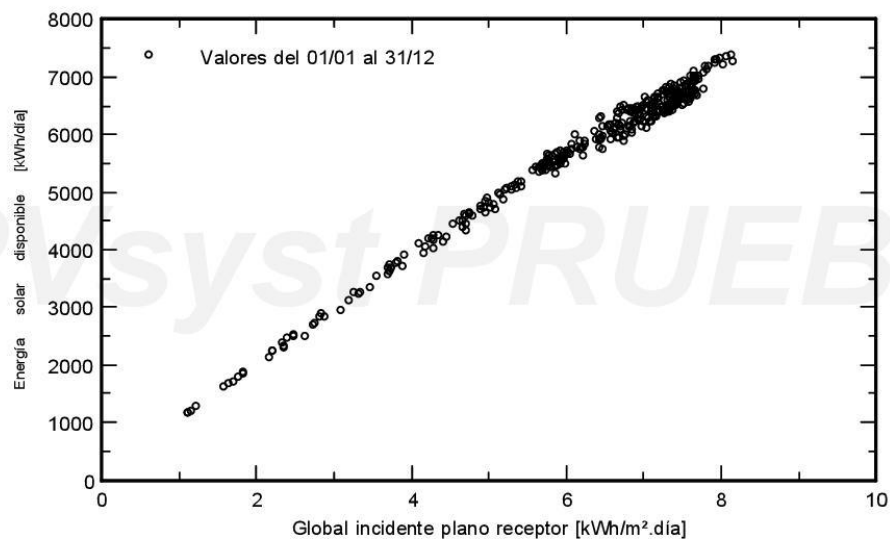
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : TFG_Sorin_Scrob_Sistema conectado a Red

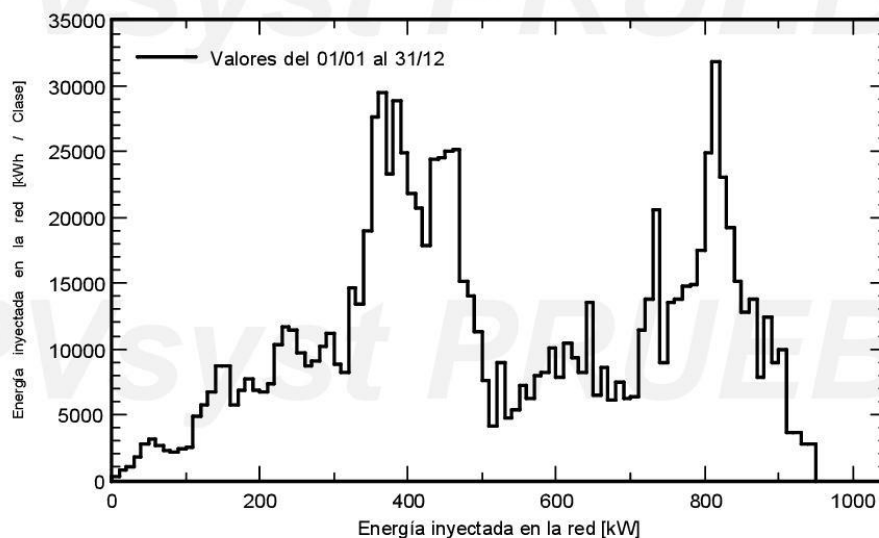
Variante de simulación : Propuesta red_consumo

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	Sunmodule SW 300 mono	Pnom	300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3564	Pnom total	1069 kWp
Inversor		Sunny Tripower 60-US-10 (400 VAC)	Pnom	60.0 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	18.0	Pnom total	1080 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global	1342 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria

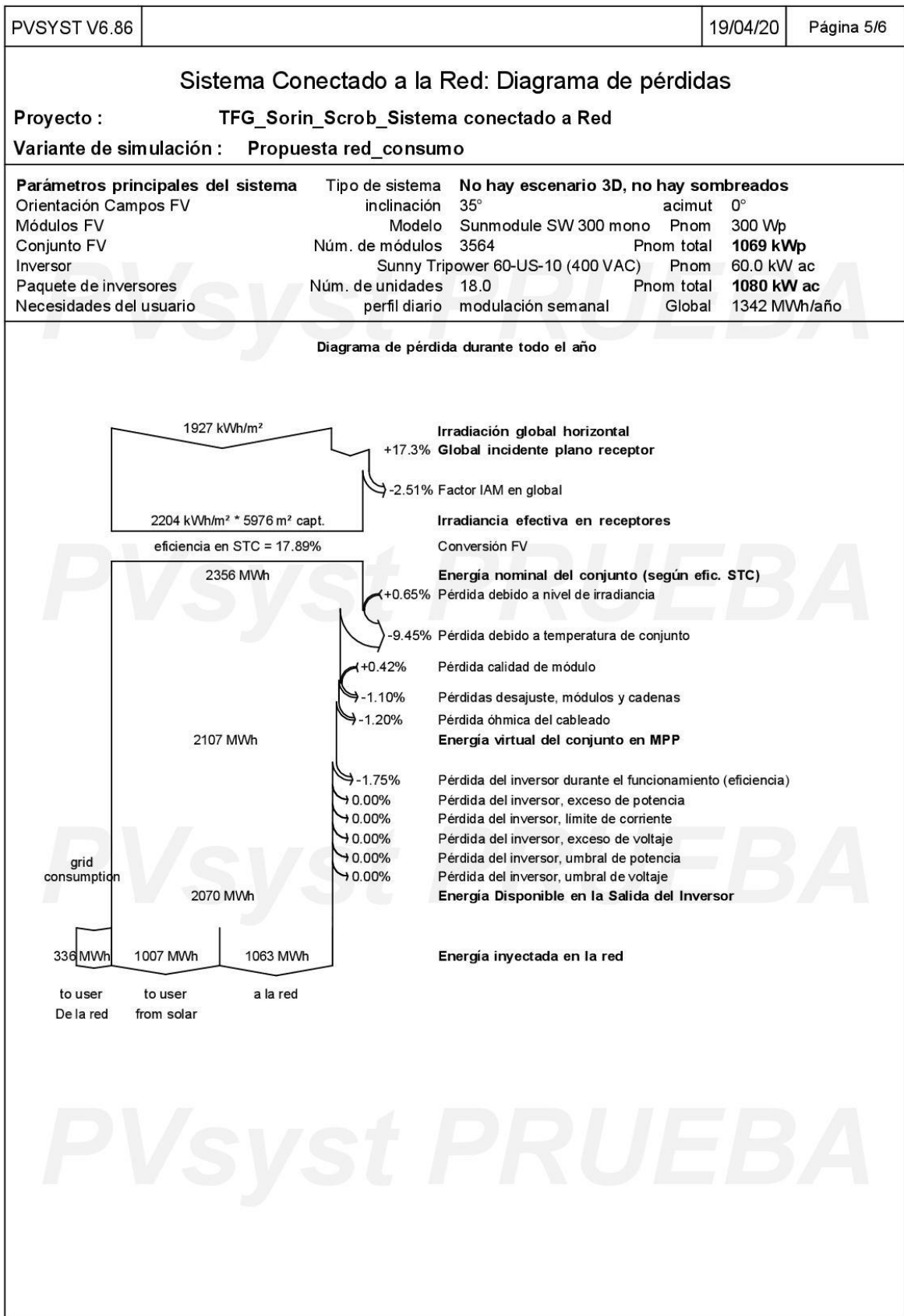


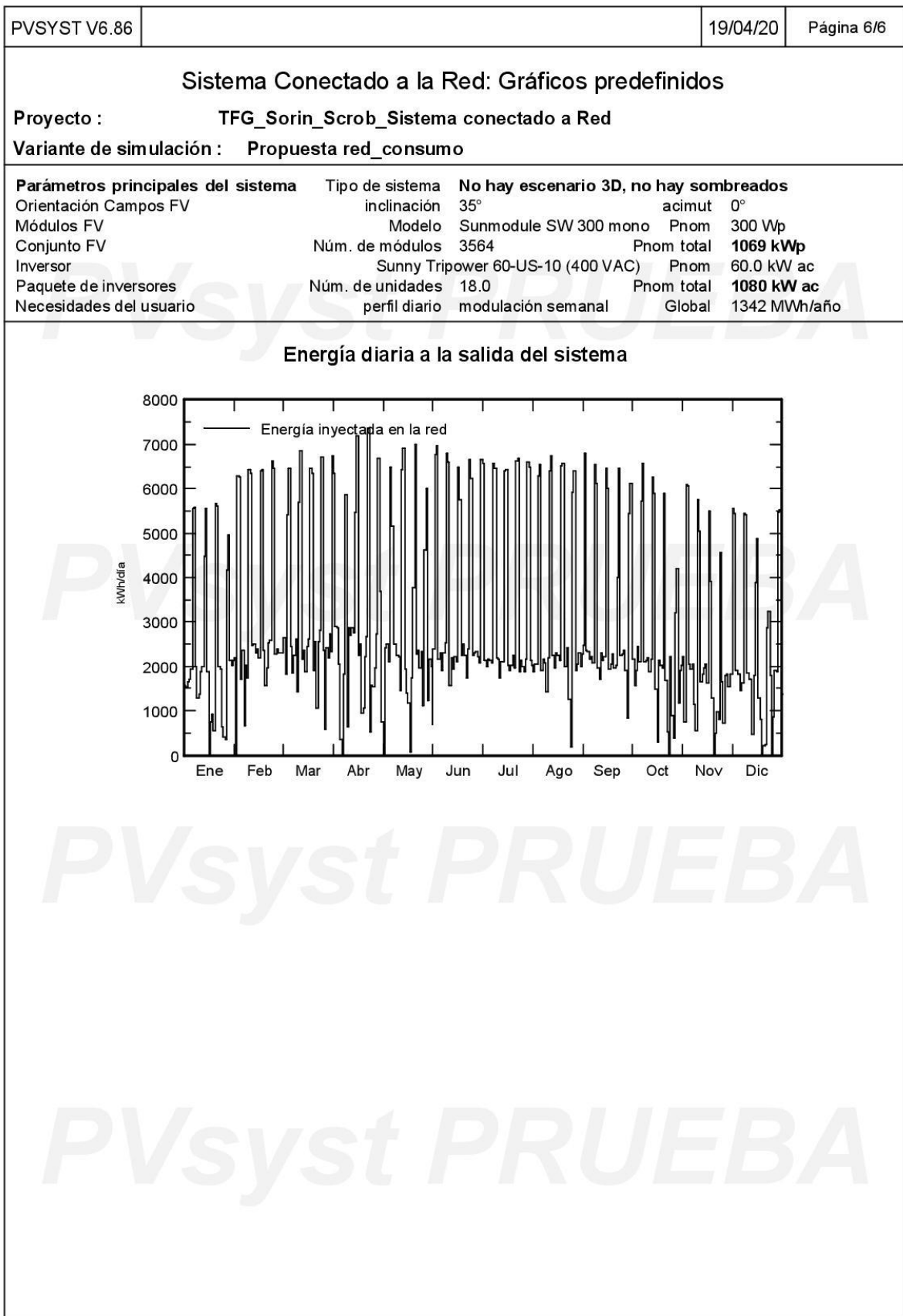
Distribución de la potencia de salida del sistema



PVsynt Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.





Como se puede apreciar en los resultados del informe, los parámetros de entrada utilizados para la simulación corresponden a los valores obtenidos del predimensionado de la instalación realizados en capítulos anteriores.

La producción total de los 3564 paneles es de **2070 MWh en un año**, de los cuales, 1007,32 MWh se inyectan directamente desde los paneles para cubrir las demandas energéticas. De esta manera, se cubre un 75% del consumo total de energía de la instalación. Debido a que la inclinación de los paneles se ha optimizado para la producción anual (inclinación óptima 35°, azimuth 0°) sumado al hecho de que los meses de invierno la radiación solar es menor, se observa como durante estos periodos, la demanda de energía obtenida de la red aumenta, con un total de 335,79 MWh en un año. Por lo tanto, únicamente el 25% del total de energía necesaria para cubrir los consumos de nuestra instalación proviene de la red convencional. Además, se disponen de **1063.1 MWh anuales de excedentes** que se inyectarán a la red.

En la página 5 del informe, donde se recogen las pérdidas del sistema simulado, observamos que gracias al correcto predimensionado del inversor no existen pérdidas adicionales debidas a sobrecargas.

Con todos estos datos presentes, se realizará el estudio de viabilidad económica de la instalación fotovoltaica conectada a la red.

3.4 Resumen definitivo instalación conectada a red

En la siguiente tabla se recogen los elementos más importantes que formarán parte de la instalación conectada a la red:

COMPONENTE	MODELO	CONFIGURACIÓN	TOTAL
Módulos fotovoltaicos	SW300 MONO	→ 162 ramas en paralelo → 22 módulos en serie por cada rama	3564
Estructura Paneles Solares	SUNFER CVE915XL 1x22	→ 162 estructuras en paralelo	162
Inversor	SUNNY TRIPOWER 60	→ 18 reguladores en paralelo	18

TABLA 17. Componentes básicos de la instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Elaboración propia

3.5 Análisis de la viabilidad económica

Durante este capítulo, se valorará la viabilidad económica del presente proyecto en un plazo establecido de 30 años. El periodo de garantía que proporciona el fabricante de los paneles fotovoltaicos es de 25 años, pero con un correcto mantenimiento podrían llegar a los 40 años. Para garantizar que la estimación del periodo de retorno es correcta se añade un **presupuesto anual de 12.000 € para el mantenimiento de la instalación.**

A continuación, se muestra una tabla que recoge los principales componentes de la instalación con sus respectivos costes.

UNIDADES	COMPONENTE	MODELO	PRECIO UNITARIO	TOTAL
3564	Módulos fotovoltaicos	SW300 MONO	188,00 €	670.032,00 €
162	Estructura Paneles Solares + instalación	SUNFER CVE915XL 1x22	1362,19 €	220.674,78 €
18	Inversor (envío 129,00 €)	SUNNY TRIPOWER 60	4.308,00 €	77.544,00 €
TOTAL				968.250,78 €

TABLA 18. Costes de los componentes principales de la instalación fotovoltaica conectada a red.
Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial de la instalación supone una cifra mayor a la que se recoge en la “Tabla 19”, dado que no se integran los costes asociados a los conductores, cajas de conexionado, protecciones, obra civil, permisos, etc. Para la realización

del presente estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red se asume la hipótesis de integrar estos costes con un valor aproximado del **35% del total de la inversión inicial**. Como se ha comentado con anterioridad, el análisis de la viabilidad económica del proyecto se estima en **un plazo de 30 años**.

De esta manera, en la siguiente tabla se recoge el presupuesto planteado para la implementación de esta instalación fotovoltaica conectada a la red.

Inversión inicial	1.307.138,553 €
Mantenimiento anual	12.000 €
Inversión adicional	-

TABLA 19. Resumen del presupuesto total instalación conectada a red. Fuente: Elaboración propia

Se estima un presupuesto inicial para la instalación conectada a red de **1.307.138,553 €**, además de un presupuesto destinado al **mantenimiento de la instalación de 12.000 € anuales**.

Cabe destacar los siguientes datos:

- No existen gastos generados por el arrendamiento del terreno.
- No se tienen gastos de nivelado y desbrozado del terreno.
- No se han considerado las pérdidas generadas por las sombras debido a que la extensión del terreno disponible es de 58.000 m² y además no existen elementos cercanos que puedan generar sombras.

3.5.1 Estimación del ahorro energético

En este apartado analizaremos el ahorro en la factura eléctrica de la instalación conectada a red. Como hemos visto en los resultados obtenidos en el capítulo “3.3 Resultados simulación (instalación conectada a red)” se consigue cubrir de forma directa un 75% de la demanda energética. De igual manera, debido al sobredimensionado de la instalación y al enfoque optimizador para los meses más favorables, existe un excedente anual de 1063,1MWh, aproximadamente un 79% de la energía que acabamos consumiendo, que se venderá a la red. Por lo tanto, la amortización de la instalación vendrá condicionada por los siguientes factores:

- El balance neto de la energía consumida directamente proporcionada por la generación fotovoltaica y la energía comprada a la comercializadora. El precio de compra asignado por cada MWh se ha establecido en el capítulo “2.3.1 Estimación del ahorro energético” con un valor de **132,28 €**.
- El precio por MWh que se venda como excedente a la red.

En la siguiente gráfica obtenida a partir de los datos de simulación, se presenta los balances netos de la energía de autoconsumo y la energía comprada a la red eléctrica, además de los excedentes de producción por cada mes del año:

	Energía total consumida (MWh)	Energía proveniente del sol (autoconsumo directo MWh)	Energía de la red (MWh)	Balance neto (Energía de autoconsumo - energía de la red) MWh	Energía inyectada a la red (MWh)
Enero	118,36	73,21	45,15	28,06	74,2
Febrero	102,92	71,89	31,03	40,86	91,8
Marzo	113,21	89,94	23,27	66,67	100,80
Abril	108,07	81,37	26,69	54,68	85,30
Mayo	118,36	91,96	26,40	65,56	86,70
Junio	108,07	93,57	14,50	79,07	104,80
Julio	113,21	98,17	15,04	83,13	104,00
Agosto	118,36	98,50	19,86	78,64	96,40
Septiembre	102,92	83,62	19,30	64,32	97,90
Octubre	118,36	84,50	33,86	50,64	77,10
Noviembre	113,21	74,24	38,97	35,27	69,70
Diciembre	108,07	66,34	41,72	24,62	74,30
TOTAL/AÑO	1343,10	1007,32	335,79	671,52	1063,1

TABLA 20. Balances de energía. Fuente: Ficha Elaboración propia, datos PVsyst

Analizando los valores de la tabla anterior, la energía consumida a lo largo de un año se estima en **1343,1 MWh** de los cuales 1007,32 MWh se obtienen íntegramente de la producción fotovoltaica. De esta manera, el balance energético neto es de **671,53 MWh cada año**. Esto no implica que la factura que tengamos con la comercializadora sea negativa, es decir, que nos devuelva dinero, sino que debido a que el 75% de la demanda energética es satisfecha por la producción del campo fotovoltaico, la cantidad de energía que hay que comprar a la red se reduce considerablemente. Esta reducción de la demanda energética obtenida de la red convencional se traduce en un ahorro considerable respecto a no tener una producción destinada a la generación eléctrica de autoconsumo. Es por ello, que el precio del MWh corresponde al valor de venta que ofrecen las distribuidoras para el consumo de la red eléctrica, en este caso, como se ha comentado con anterioridad se ha estimado en 132,28 €/MWh.

Por último, queda considerar los excedentes de producción de la instalación fotovoltaica. Tal como podemos ver en los resultados obtenidos de la simulación y recogidos en la tabla 21, hay un total de **1063,1 MWh** que se inyectarán a la red cada año. En la realidad el precio de venta del MWh que se inyecta a la red depende en gran medida de los acuerdos entre la comercializadora y el cliente. Dado que no se disponen de datos precisos, se ha decidido realizar una estimación del precio medio de venta del MWh. Para realizar esta estimación se utilizarán los datos proporcionados por el Operador del Mercado Eléctrico en España (OMIE). Con el objetivo de realizar una estimación más fiable de la fluctuación de los precios de venta del MWh, se obtendrán los valores de venta de los últimos 10 años, de esta manera, se pretende tener una visión más precisa del precio del MWh para los próximos 30 años.

MES	Precio medio de venta MWh año 2010 (€/MWh)	Precio medio de venta MWh año 2011	Precio medio de venta MWh año 2012	Precio medio de venta MWh año 2013	Precio medio de venta MWh año 2014	Precio medio de venta MWh año 2015 (€/MWh)	Precio medio de venta MWh año 2016	Precio medio de venta MWh año 2017	Precio medio de venta MWh año 2018	Precio medio de venta MWh año 2019	Incremento porcentual medio en la última década
Enero	29,06	41,19	51,06	50,50	33,62	51,60	36,53	71,49	49,98	61,99	
Febrero	27,68	48,03	53,48	45,04	17,12	42,57	27,50	51,74	54,88	54,01	
Marzo	19,62	46,70	47,57	25,92	26,67	43,13	27,80	43,19	40,18	48,82	
Abril	27,42	45,45	41,21	18,17	26,44	45,34	24,11	43,69	42,67	50,41	
Mayo	37,28	48,90	43,58	43,45	42,41	45,12	25,77	47,11	54,92	48,39	
Junio	40,12	50,00	53,50	40,87	50,95	54,73	38,90	50,22	58,46	47,19	
Julio	42,91	50,82	50,29	51,16	48,21	59,55	40,53	48,63	61,88	51,46	
Agosto	42,94	53,53	49,34	48,09	49,91	55,59	41,16	47,46	64,33	44,96	
Septiembre	46,44	58,47	47,59	50,20	58,89	51,88	43,59	49,15	71,27	42,11	
Octubre	42,63	57,46	45,65	51,49	55,11	49,90	52,83	56,77	65,08	47,17	
Noviembre	40,93	48,38	42,07	41,81	46,80	51,20	56,13	59,19	61,97	42,19	
Diciembre	46,34	50,07	41,73	63,64	47,47	52,61	60,49	57,94	61,81	33,80	
Promedio anual	36,95	49,92	47,26	44,20	41,97	50,27	39,61	52,22	57,29	47,71	
											TOTAL
Incremento en el precio por MWh respecto al año anterior		35,10%	-5,33%	-6,48%	-5,04%	19,78%	-21,20%	31,82%	9,71%	-16,72%	4,63%

TABLA 21. Evolución precio venta del MWh en la última década. Fuente: Elaboración propia, datos OMIE

Como podemos observar en la tabla anterior, la evolución de los precios medios de venta del MWh de cada año respecto al año anterior llega al 4,63% a lo largo de la última década, esto implica un aumento **medio anual del precio de la energía del 0,463%**. Para realizar el estudio económico para los futuros 30 años, asumiremos el coste de venta del MWh tomando como referencia el año 2019, es decir, de 47,71 €/MWh y se aplicará un **incremento del 0,463% anual**.

3.5.2 Estudio de la viabilidad económica de la instalación conectada a red

Durante este apartado se analizará la amortización de la instalación fotovoltaica conectada a red dentro del periodo de retorno estimado de 30 años. Para valorar los ingresos que tendrá el proyecto se han tenido en cuenta dos factores principales:

- El balance neto de energía de la instalación. Como hemos visto en el capítulo anterior, se ha definido como la resta entre la energía obtenida de forma directa por los módulos fotovoltaicos (energía de autoconsumo) y la energía comprada de la red. El balance neto de energía se estimó en un **total anual de 671,52 MWh** y un precio equivalente de amortización de **132,28 €/MWh**. Este valor estimado de la compra del MWh se tendrá que ajustar debido a que, al estar conectados a la red eléctrica, habrá un coste de acceso y un importe fijo en función de la potencia contratada, independientemente de la energía que vamos a consumir de la red.

Para el cálculo de los costes fijos de acceso a la red se ha elegido la tarifa 6.1 que establece un valor de **3,26 €/kW/mes**, para el periodo de potencia P1. La tarifa elegida consta de 6 periodos horarios que se establecen según la franja horaria y el mes. Cada uno de estos periodos tienen un coste diferente, pero en este caso se ha decidido elegir el periodo más desfavorable, es decir, el que mayor coste conlleva. La potencia instalada de la fábrica es de 460 kW, por lo tanto, el coste mensual del término de potencia contratada será de **1.500 €** y representaría aproximadamente un 30% del total de la factura eléctrica. De esta manera, el valor de referencia del precio del MWh que se utilizará para la estimación de los ingresos esperados será de:

$$132,28 \text{ €/MWh} \times 0,7 = \mathbf{92 \text{ €/MWh}}$$

Se ha determinado el balance neto de la energía de autoconsumo y la energía comprada a la red en un valor total del **671,52 MWh** y un valor de amortización del MWh establecido en 92 €/MWh.

Finalmente, se concluye que el ahorro generado gracias al autoconsumo energético es de **62.180,06€ al año**.

- Los **excedentes generados suman un total de 1063,1 MWh anuales** y como se ha visto en el capítulo anterior, el precio de venta por MWh inyectado a la red es de 47,71 €/MWh.

Por lo tanto, los ingresos generados debido a la venta de los excedentes se estiman en **50.720,501€**.

Con estos valores presentes, se estima que los ingresos generados por la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ascienden a **112.900,566€ anuales**.

A continuación, se recogen los datos resumidos de los costes de la instalación, así como los ingresos esperados. De igual manera, se tendrá en cuenta el incremento porcentual del precio de la electricidad cada año, estimado en **0,463%**. Además, se ha considerado la degradación de los paneles fotovoltaicos que indica el fabricante en un 0,7% máximo anual (este valor está directamente relacionada con la energía producida en la instalación).

Datos de partida:

Inversión inicial	1.307.138,553 €
Mantenimiento anual	12.000 €
Inversión adicional	-
Ingresos anuales estimados	112.900,566 €
Pérdida eficiencia paneles	0,7% anual
Incremento del precio de la electricidad	0,463% anual

TABLA 22. Datos presupuestarios de partida de la instalación de autoconsumo con excedentes. Fuente: Elaboración propia

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la amortización de la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes en el plazo fijado de 30 años.

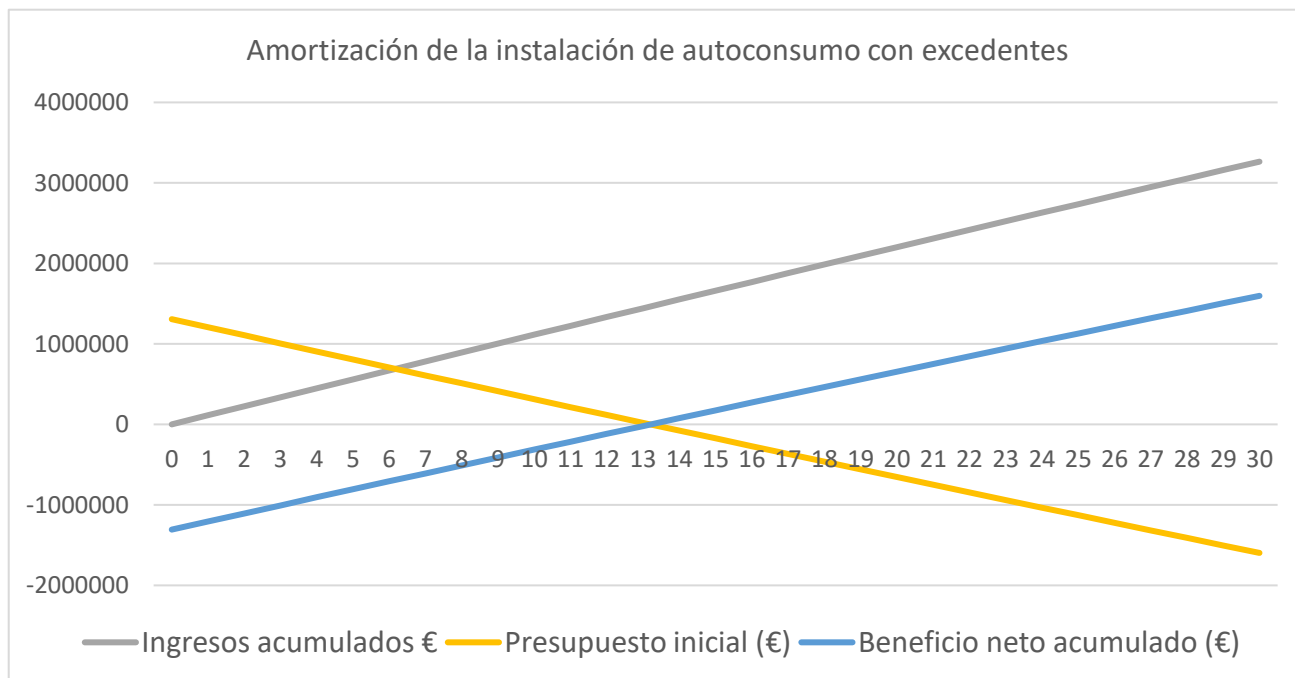


FIGURA 65. Amortización de la instalación de autoconsumo con excedentes en un plazo de 30 años. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la anterior figura, los ingresos acumulados estimados para la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes en los próximos 30 años son de **3.263.894,60 €**.

Partiendo de una inversión inicial de **1.307.138,553 €** se espera que la instalación empiece a generar beneficios netos a partir del decimotercer año desde la puesta en marcha, llegando al final del periodo de 30 años con un beneficio neto total de **1.596.756,05 €**.

En la siguiente tabla se detallan los valores obtenidos anualmente en el plazo de retorno establecido en 30 años.

Año	Ingresos esperados €/año	Ingresos acumulados €	Presupuesto inicial (€)	Beneficio neto acumulado (€)	Mantenimiento (€)	Incremento anual del precio de la electricidad	Pérdida anual eficiencia paneles
0	0	0	1.307.138,55	-1.307.138,55	0	0,46%	0,70%
1	112.629,60	112.629,60	1.206.508,95	-1.206.508,95	12000	0,46%	0,70%
2	112.359,29	224.988,90	1.106.149,65	-1.106.149,65	12000	0,46%	0,70%
3	112.089,63	337.078,53	1.006.060,02	-1.006.060,02	12000	0,46%	0,70%
4	111.820,62	448.899,15	906.239,41	-906.239,41	12000	0,46%	0,70%
5	111.552,25	560.451,39	806.687,16	-806.687,16	12000	0,46%	0,70%
6	111.284,52	671.735,91	707.402,64	-707.402,64	12000	0,46%	0,70%
7	111.017,44	782.753,35	608.385,20	-608.385,20	12000	0,46%	0,70%
8	110.751,00	893.504,35	509.634,20	-509.634,20	12000	0,46%	0,70%
9	110.485,19	1.003.989,54	411.149,01	-411.149,01	12000	0,46%	0,70%
10	110.220,03	1.114.209,57	312.928,98	-312.928,98	12000	0,46%	0,70%
11	109.955,50	1.224.165,07	214.973,48	-214.973,48	12000	0,46%	0,70%
12	109.691,61	1.333.856,68	117.281,87	-117.281,87	12000	0,46%	0,70%
13	109.428,35	1.443.285,03	19.853,52	-19.853,52	12000	0,46%	0,70%
14	109.165,72	1.552.450,75	-77.312,20	77.312,20	12000	0,46%	0,70%
15	108.903,72	1.661.354,47	-174.215,92	174.215,92	12000	0,46%	0,70%
16	108.642,35	1.769.996,83	-270.858,28	270.858,28	12000	0,46%	0,70%
17	108.381,61	1.878.378,44	-367.239,89	367.239,89	12000	0,46%	0,70%
18	108.121,50	1.986.499,94	-463.361,38	463.361,38	12000	0,46%	0,70%
19	107.862,00	2.094.361,94	-559.223,39	559.223,39	12000	0,46%	0,70%
20	107.603,14	2.201.965,08	-654.826,53	654.826,53	12000	0,46%	0,70%
21	107.344,89	2.309.309,97	-750.171,41	750.171,41	12000	0,46%	0,70%
22	107.087,26	2.416.397,23	-845.258,67	845.258,67	12000	0,46%	0,70%
23	106.830,25	2.523.227,48	-940.088,93	940.088,93	12000	0,46%	0,70%
24	106.573,86	2.629.801,34	-1.034.662,78	1.034.662,78	12000	0,46%	0,70%
25	106.318,08	2.736.119,42	-1.128.980,87	1.128.980,87	12000	0,46%	0,70%
26	106.062,92	2.842.182,34	-1.223.043,78	1.223.043,78	12000	0,46%	0,70%
27	105.808,37	2.947.990,70	-1.316.852,15	1.316.852,15	12000	0,46%	0,70%
28	105.554,43	3.053.545,13	-1.410.406,58	1.410.406,58	12000	0,46%	0,70%
29	105.301,10	3.158.846,23	-1.503.707,67	1.503.707,67	12000	0,46%	0,70%
30	105.048,37	3.263.894,60	-1.596.756,05	1.596.756,05	12000	0,46%	0,70%

TABLA 23. Resumen de los costes y beneficios instalación autoconsumo con excedentes. Fuente:

Elaboración propia

Se ha marcado en color verde el año a partir del cual la inversión inicial queda amortizada, a partir de ese punto el beneficio neto de la instalación será positivo hasta el final de la vida útil de la instalación.

Como se ha comentado con antelación, los módulos fotovoltaicos podrían llegar incluso a durar 40 años con un adecuado mantenimiento, pero se ha considerado prudente no valorar este escenario debido a que el nivel de incertidumbre es demasiado elevado. De igual manera, las consideraciones expuestas en el desarrollo del estudio de viabilidad de la instalación aislada son completamente válidas para el caso de la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes. Por estas razones, a lo largo del presente estudio las decisiones tomadas se han basado en asegurar que exista un margen suficiente de seguridad en todas las variables implicadas con el objetivo de asegurar que incluso en los peores escenarios, los resultados obtenidos se encuentren dentro un rango aceptable.

3.6 Conclusión final

En esta segunda parte del presente estudio se ha planteado un escenario completamente diferente a la propuesta inicial. Como hemos podido ver a lo largo de estos últimos capítulos, se ha pretendido analizar y estudiar la viabilidad económica de una posible implementación de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con excedentes. Este nuevo enfoque viene motivado por los recientes cambios en cuanto a la legislación vigente para los sistemas fotovoltaicos, concretamente el nuevo Real Decreto-ley 15/2018 y su desarrollo normativo el Real Decreto 244/2019. Estas nuevas normas de aplicación relativa a los sistemas de generación eléctrica renovable abren un abanico de posibilidades interesante para aquellos que decidan apostar acogerse a las distintas modalidades de autoconsumo existentes.

De esta manera, el presente proyecto se define como un estudio previo para adquirir una perspectiva general sobre el estado y el potencial de la generación fotovoltaica, particularmente aplicada a satisfacer consumos industriales. Es por esta razón que el desarrollo del trabajo no ha pretendido tener un carácter

técnico exhaustivo, asumiendo en algunas ocasiones valores basados en aproximaciones. Sin embargo, se considera que el estudio de la viabilidad de la instalación de autoconsumo con excedentes realizada en este trabajo final de grado ofrece indicios suficientes de ser viable de implementar actualmente. En este punto es importante recalcar la necesidad de una legislación sólida enfocada a mantener y seguir potenciando la integración de sistemas de generación basados en energías renovables con el objetivo de realizar la transición hacia modelos energéticos más sostenibles. A lo largo de los últimos años se ha visto como la energía solar fotovoltaica ha sufrido varios altibajos que han hecho que no se convierta en una opción totalmente viable de ser implementada. De esta manera, se espera que los cambios introducidos en la nueva normativa, como, por ejemplo, factores tan determinantes como la eliminación de impuestos asociados a la generación de energía para el autoconsumo, permitan finalmente impulsar la energía solar fotovoltaica a una mayor escala.

Finalmente, en vista de los datos obtenidos del análisis de viabilidad de la instalación conectada a red en régimen de venta de los excedentes planteada en la segunda parte del presente proyecto, se concluye que es una opción totalmente viable para implementarse en futuros proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

Software utilizado

- PVsyst 6.8.6: Herramienta informática utilizada durante toda la duración del proyecto para la realización de las simulaciones.
- Google Earth: Utilizada para obtener las fotos vista satélite del emplazamiento y para el cálculo de la superficie del terreno.

Sitios web

[1] Base de datos meteorológicos utilizados en las simulaciones. Desarrollado por la Unión Europea, aplicación web [consulta: 4 enero 2020]. Disponible en: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

[2] Red eléctrica de España. Estadísticas del sistema eléctrico nacional [consulta: 15 abril 2020]. Disponible en: <https://www.ree.es/es>

[3] OMIE. En precio de la casación del mercado diario, ámbito anual 2010-2019 [en línea]. [consulta: 17 abril 2020]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2010&system=1>

[4] Eurostat. En estadísticas de los precios de la electricidad para los consumidores no domésticos [en línea]. [consulta: 10 abril 2020]. Disponible en: <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

[5] Aemet. Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSTAT [en línea], 2012. [consulta: 5 de enero 2020]. Disponible en: https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf

[6] Meteoblue. En clima Viator, temperaturas medias histórico [en línea]. [consultado: 22 de febrero 2020]. Disponible en: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/viator_espa%C3%B1a_2509660

[7] Censolar. Legislación solar fotovoltaica 2019 [en línea]. [consultado: 15 febrero 2020]. Disponible en: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>

- [8] Unef. INFORME ANUAL 2019, El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética [en línea]. [consultado: 3 de marzo 2020]. Disponible en: https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2019/09/memoria_unef_2019-web.pdf
- [9] Panel SolarWorld SW300. Sitio web compra artículo [consulta: 18 de marzo 2020]. Disponible en: <http://www.europe-larshop.com/solarworld-sw300-mono.html>
- [10] Inversor Híbrido MKS || 48V 4500W MPPT 80 450Vdc. Sitio web compra artículo [consulta: 19 marzo 2020]. Disponible en: <https://atersa.shop>
- [11] Batería Hoppecke Sun | Power 2V-4700 OPZS. Sitio web compra artículo [consulta: 19 marzo 2020]. Disponible en: <https://www.off-grid-europe.com>
- [12] Soporte paneles Sunfer CVE. Sitio web compra artículo [consulta: 19 marzo 2020]. Disponible en: <https://www.merkasol.com>
- [13] Inversor red SMA Sunny Tripower 60. Sitio web compra artículo [consulta: 10 abril 2020]. Disponible en: <http://www.europe-solarshop.com>
- [14] Censolar. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA, REGULACIÓN Y NUEVOS NEGOCIOS PARALELOS [en línea]. [consultado: 18 febrero 2020]. Disponible en: <http://www.fotovoltaica.com/evolu-fv.pdf>
- [15] España. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Boletín Oficial del Estado, núm. 242, de 6 de octubre de 2018, páginas 97430 a 97467. [consultado: 10 marzo 2020]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>
- [16] España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 06/04/2019. [consultado: 10 marzo 2020]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089&p=20190406&tn=1#a7>

Referencias a otros trabajos de final de grado

- [17] AVELINDA, USLÉ SALMÓN (2018). Estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en Castro Urdiales (trabajo final de grado). Universidad de Cantabria.

ANEXOS

Módulo fotovoltaico instalación aislada//conectada a red.....	160
Regulador-inversor instalación aislada.....	162
Baterías instalación aislada.....	163
Regulador de carga utilizado para las simulaciones.....	165
Inversor instalación conectada a red.....	167

Sunmodule[®] Plus SW 285-300 MONO



TUV Power controlled:
Lowest measuring tolerance in industry



Every component is tested to meet
3 times IEC requirements



Designed to withstand heavy
accumulations of snow and ice



Sunmodule Plus:
Positive performance tolerance



25-year linear performance warranty
and 10-year product warranty



Glass with anti-reflective coating



World-class quality

Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

SolarWorld Plus-Sorting

Plus-Sorting guarantees highest system efficiency. SolarWorld only delivers modules that have greater than or equal to the nameplate rated power.

25-year linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years

SolarWorld guarantees a maximum performance digression of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry, along with our industry-first 10-year product warranty.**

* Solar cells manufactured in U.S.A. or Germany. Modules assembled in U.S.A.
**in accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.
www.solarworld.com/warranty



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Blowing sand resistance, IEC 60068-2-68
- Ammonia resistance, IEC 62716
- Salt mist corrosion, IEC 61701
- Periodic inspection



- Periodic inspection
- Power controlled



Home Innovation
NGS GREEN CERTIFIED



Sunmodule® Plus SW 285-300 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

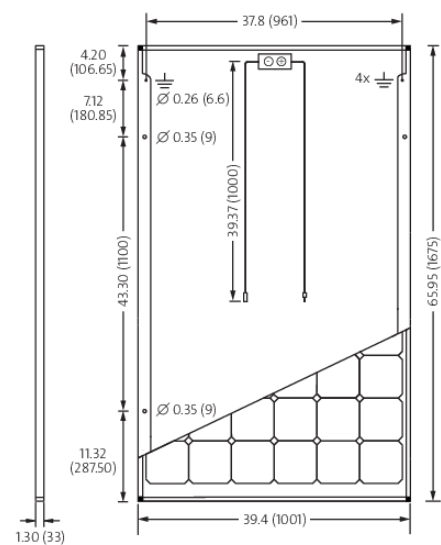
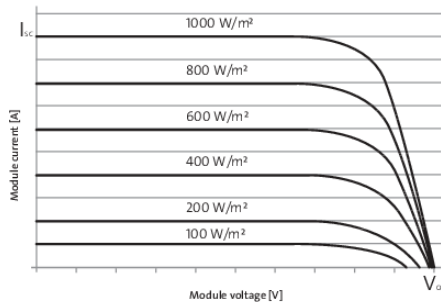
		SW 285	SW 290	SW 295	SW 300
Maximum power	P_{max}	285 Wp	290 Wp	295 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	39.7 V	39.9 V	40.0 V	40.1 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.3 V	31.4 V	31.5 V	31.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.84 A	9.97 A	10.10 A	10.23 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.20 A	9.33 A	9.45 A	9.57 A
Module efficiency	η_m	17.00 %	17.30 %	17.59 %	17.89 %

*STC: 1000W/m², 25 °C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/M², NOCT, AM 1.5

		SW 285	SW 290	SW 295	SW 300
Maximum power	P_{max}	213.1 Wp	217.1 Wp	220.5 Wp	224.1 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	36.4 V	36.6 V	36.7 V	36.9 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	28.7 V	28.8 V	28.9 V	31.1 V
Short circuit current	I_{sc}	7.96 A	8.06 A	8.17 A	8.27 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.43 A	7.54 A	7.64 A	7.75 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25 °C: at 200 W/m², 100% of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60	Front	Low-iron tempered glass with ARC (EN 12150)
Cell type	Monocrystalline 5-busbar	Frame	Clear anodized aluminum
Cell dimensions	6.17 in x 6.17 in (156.75 x 156.75 mm)	Weight	39.7 lbs (18.0 kg)

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TCI_{sc}	0.04 % / °C
TCV_{oc}	-0.30 % / °C
TCV_{mpp}	-0.41 % / °C
Operating temp	-40 to +85 °C

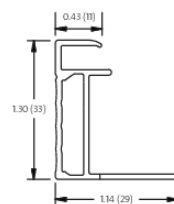
ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp/+5 Wp
J-Box	IP65
Connector	PV wire per UL4703 with H4/UTX connectors
Module fire performance	(UL 1703) Type 1

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II / NEC		1000 V
Maximum reverse current		25 A
Number of bypass diodes		3
Design loads*	Two rail system	113 psf downward, 64 psf upward
Design loads*	Three rail system	178 psf downward, 64 psf upward
Design loads*	Edge mounting	178 psf downward, 41 psf upward

*Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.



- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- ⚡ Grounding Locations:
– 4 locations along the length of the module in the extended flange.

SW-01-7510US 161006

Off-Grid Inverter

Axpert MKS Off-Grid Inverter



- Pure sine wave inverter
- Output power factor 1 (only 0.8 for 3KP/5KP models)
- Built-in MPPT solar charge controller
- Selectable input voltage range for home appliances and personal computers
- Selectable charging current based on applications
- Configurable AC/Solar input priority via LCD setting
- Compatible to AC mains or generator power
- Battery equalization for optimized battery performance and lifecycle
- Parallel operation with up to 9 units only available for Axpert MKS 3KP/4KVA/5KVA/5KP*

OFF-GRID INVERTER

Axpert MKS Off-Grid Inverter Selection Guide

MODEL	Axpert MKS 1K-12	Axpert MKS 2K-24	Axpert MKS 3K-24	Axpert MKS 3KP-24	Axpert MKS 4K	Axpert MKS 5K	Axpert MKS II 5K	Axpert MKS 5KP
Rated Power	1000VA/ 1000W	2000VA/ 2000W	3000VA/ 3000W	3000VA/ 2400W	4000VA/ 4000W	5000VA/ 5000W	5000VA/ 5000W	5000VA/ 4000W
Parallel Capability	No	No	No	Yes, 9 units	Yes, 9 units	Yes, 9 units	Yes, 9 units	Yes, 9 units
INPUT								
Voltage	230 VAC							
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) ; 90-280 VAC (For Home Appliances)							
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)							
OUTPUT								
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	230VAC ± 5%							
Surge Power	2000VA	4000VA	6000VA		8000VA	10000VA		
Efficiency (Peak)	90% - 93%	93%		90%	93%	93%	90%	90%
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) ; 20 ms (For Home Appliances)							
Waveform	Pure sine wave							
BATTERY								
Battery Voltage	12 VDC (24VDC and 48VDC versions are also available)	24 VDC	24 VDC (48VDC version is also available)	24 VDC	48 VDC			24 VDC
Floating Charge Voltage	13.5 VDC	27 VDC	27 VDC	27 VDC	54 VDC	54 VDC (optional 64VDC, please check with sales)	54 VDC	27 VDC
Overcharge Protection	15.5 VDC	31 VDC	31 VDC	30 VDC	60 VDC	60 VDC (optional 66VDC, please check with sales)	66 VDC	30 VDC
SOLAR CHARGER & AC CHARGER								
Maximum PV Array Power	500 W	600W	600W	1000W	4000W		4500W	2000W
MPPT Range @ Operating Voltage	15 VDC ~ 80 VDC	30 VDC~ 66 VDC	30 VDC~ 66 VDC	30 VDC~ 80 VDC	60 VDC~ 115 VDC		120 VDC~ 430 VDC	30 VDC~ 115 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	102 VDC	75VDC	75VDC	100VDC	145 VDC		450 VDC	145 VDC
Maximum Solar Charge Current	40A	25A	25A	40A	80 A		80 A	80A
Maximum AC Charge Current	20A	30A	30A	60A	60 A		80 A	60A
Maximum Charge Current	60A	55A	55A	100A	140 A		80 A	140A
PHYSICAL								
Dimension,DxWxH (mm)	95 x 240 x 316	100 x 272 x 355		100 x 272 x 385	120 x 295 x 468			180 x 310 x 475
Net Weight (kgs)	5.2	7.0	7.4	7.5	12.5	13.5	11	12.5
ENVIRONMENT								
Humidity	5% to 95% Relative Humidity (Non-condensing)							
Operating Temperature	0°C - 55°C							
Storage Temperature	-15°C - 60°C							

* Typical transfer time for parallel operation is 30ms.
Product specifications are subject to change without further notice.



sun | power VL

Series OPzS

Vented lead-acid battery for cyclic applications

Typical applications:

- Village power supplies
- Hybrid systems
- Peak Shaving/ voltage stabilisation
- Stations for mobile communications
- Sustainable tourism
- Cathodic corrosion protection
- Pumping systems

Your benefits:

- Highest cycle stability during PSoC* operation – due to tubular plate design with efficient charge current acceptance
- Maximum energy efficiency by optimised electrolyte recirculation **sun | air** prepared as standard
- Maximum compatibility – dimensions according to DIN 40736-1
- Higher short-circuit safety even during the installation – based on HOPPECKE system connectors

www.hoppecke.com

* Partial State of Charge

Type overview **sun** | power vL

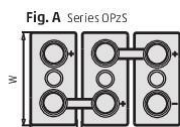
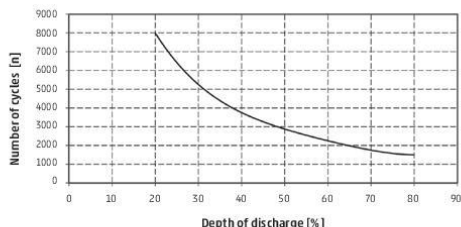
Series OPzS

Capacities, dimensions and weights

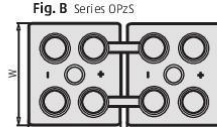
Series OPzS	$C_{100}/1.85\text{ V}$ Ah	$C_{50}/1.80\text{ V}$ Ah	$C_{24}/1.85\text{ V}$ Ah	$C_{10}/1.80\text{ V}$ Ah	$C_5/1.77\text{ V}$ Ah	max. Weight kg	max. ^{**} Length L mm	max. ^{**} Width W mm	max. ^{**} Height H mm	Fig.
4 sun power vL 280	280	265	245	213	182	17.1	105	208	420	A
5 sun power vL 350	350	330	307	266	227	20.7	126	208	420	A
6 sun power vL 420	420	395	370	320	273	24.6	147	208	420	A
5 sun power vL 520	520	490	454	390	345	29.1	126	208	535	A
6 sun power vL 620	620	585	542	468	414	34.1	147	208	535	A
7 sun power vL 730	730	685	634	546	483	39.2	168	208	535	A
6 sun power vL 910	910	860	797	686	590	46.1	147	208	710	A
7 sun power vL 1070	1070	1002	930	801	691	59.1	215	193	710	B
8 sun power vL 1220	1220	1145	1063	915	790	63.1	215	193	710	B
9 sun power vL 1370	1370	1283	1192	1026	887	72.4	215	235	710	B
10 sun power vL 1520	1520	1425	1325	1140	985	76.4	215	235	710	B
11 sun power vL 1670	1670	1572	1459	1256	1086	86.6	215	277	710	B
12 sun power vL 1820	1820	1715	1591	1370	1185	90.6	215	277	710	B
12 sun power vL 2170	2170	2010	1843	1610	1400	110.4	215	277	855	B
14 sun power vL 2540	2540	2349	2163	1881	1632	142.3	215	400	815	C
16 sun power vL 2900	2900	2685	2472	2150	1865	150.9	215	400	815	C
18 sun power vL 3250	3250	3015	2765	2412	2097	179.1	215	490	815	D
20 sun power vL 3610	3610	3350	3072	2680	2330	187.3	215	490	815	D
22 sun power vL 3980	3980	3685	3382	2952	2562	212.5	215	580	815	D
24 sun power vL 4340	4340	4020	3696	3220	2795	221.2	215	580	815	D
26 sun power vL 4700	4700	4355	4004	3488	3028	229.6	215	580	815	D

Service life in cycles and Depth of Discharge

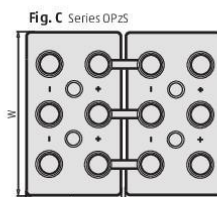
C_{100} , C_{50} , C_{24} , C_{10} and C_5 = Capacity at 100 h, 50 h, 24 h, 10 h and 5 h discharge
^{**} according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



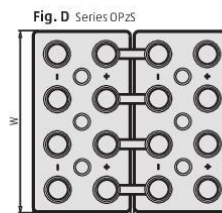
4 **sun** | power vL 280 -
6 **sun** | power vL 910



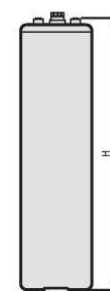
7 **sun** | power vL 1070 -
12 **sun** | power vL 2170



14 **sun** | power vL 2540 -
16 **sun** | power vL 2900



18 **sun** | power vL 3250 -
26 **sun** | power vL 4700



Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system
 IEC 60896-11 · IEC 61427

HOPPECKE Batterien GmbH & Co. KG
 Bontkirchener Str. 1 · D - 59929 Brilon · Tel.: +49 (0) 2963 61-374 · Fax: +49 (0) 2963 61-270
 E-Mail: info@hoppecke.com · www.hoppecke.com





FLEXmax™

Continuous Maximum Power Point Tracking Charge Controllers

- Increases PV Array Output by up to 30%
- Advanced Continuous Maximum Power Point Tracking
- Full Power Output in Ambient Temperatures up to 104°F (40°C)
- Battery Voltages from 12 VDC to 60 VDC
- Fully OutBack Network Integrated and Programmable
- Programmable Auxiliary Control Output
- Built-in 128 days of Data Logging
- Standard 5 Year Warranty



The FLEXmax family of charge controllers is the latest innovation in Maximum Power Point Tracking (MPPT) charge controllers from OutBack Power Systems. The innovative FLEXmax MPPT software algorithm is both continuous and active, increasing your photovoltaic array power yield up to 30% compared to non-MPPT controllers. Thanks to active cooling and intelligent thermal management cooling, both FLEXmax charge controllers can operate at their full maximum current rating, 60 Amps or 80 Amps respectively, in ambient temperatures as high as 104°F (40°C).

Included in all of the FLEXmax Charge Controllers are the revolutionary features first developed by OutBack Power, including

support for a wide range of nominal battery voltages and the ability to step-down a higher voltage solar array to recharge a lower voltage battery bank. A built-in, backlit 80 character display shows the current status and logged system performance data for the last 128 days at the touch of a button. The integrated OutBack network communications allows FLEXmax series Charge Controllers to be remotely programmed and monitored via a MATE system display and provides unrivaled complete system integration.

FLEXmax MPPT Charge Controllers are the only choice when you demand a high performance, efficient and versatile charge controller for your advanced power system.

OutBack 
POWER

www.outbackpower.com

FLEXmax Specifications

	FLEXmax [®] 80 - FM80-150VDC	FLEXmax [®] 60 - FM60-150VDC
Nominal Battery Voltages	12, 24, 36, 48, or 60 VDC (Single model - selectable via field programming at start-up)	12, 24, 36, 48, or 60 VDC (Single model - selectable via field programming at start-up)
Maximum Output Current	80 amps @ 104°F (40°C) with adjustable current limit	60 amps @ 104°F (40°C) with adjustable current limit
Maximum Solar Array STC Nameplate	12 VDC systems 1250 Watts / 24 VDC systems 2500 Watts / 48 VDC systems 5000 Watts / 60 VDC Systems 7500 Watts	12 VDC systems 900 Watts / 24 VDC systems 1800 Watts / 48 VDC systems 3600 Watts / 60 VDC Systems 4500 Watts
NEC Recommended Solar Array STC Nameplate	12 VDC systems 1000 Watts / 24 VDC systems 2000 Watts / 48 VDC systems 4000 Watts / 60 VDC Systems 5000 Watts	12 VDC systems 750 Watts / 24 VDC systems 1500 Watts / 48 VDC systems 3000 Watts / 60 VDC Systems 3750 Watts
PV Open Circuit Voltage (VOC)	150 VDC absolute maximum coldest conditions / 145 VDC start-up and operating maximum	150 VDC absolute maximum coldest conditions / 145 VDC start-up and operating maximum
Standby Power Consumption	Less than 1 Watt typical	Less than 1 Watt typical
Power Conversion Efficiency	97.5% @ 80 Amps in a 48 VDC System - Typical	98.1% @ 60 Amps in at 48 VDC System voltage - Typical
Charging Regulation	Five Stages: Bulk, Absorption, Float, Silent and Equalization	Five Stages: Bulk, Absorption, Float, Silent and Equalization
Voltage Regulation Set points	10 to 60 VDC user adjustable with password protection	10 to 60 VDC user adjustable with password protection
Equalization Charging	Programmable Voltage Setpoint and Duration - Automatic Termination when completed	Programmable Voltage Setpoint and Duration - Automatic Termination when completed
Battery Temperature Compensation	Automatic with optional RTS installed / 5.0 mV per °C per 2V battery cell	Automatic with optional RTS installed / 5.0 mV per °C per 2V battery cell
Voltage Step-Down Capability	Can charge a lower voltage battery from a higher voltage PV array - Max 150 VDC input	Can charge a lower voltage battery from a higher voltage PV array - Max 150 VDC input
Programmable Auxiliary Control Output	12 VDC output signal which can be programmed for different control applications (Maximum of 0.2 amps DC)	12 VDC output signal which can be programmed for different control applications (Maximum of 0.2 amps DC)
Status Display	3.1" (8 cm) backlit LCD screen - 4 lines with 80 alphanumeric characters total	3.1" (8 cm) backlit LCD screen - 4 lines with 80 alphanumeric characters total
Remote Display and Controller	Optional Mate or Mate2 with RS232 Serial Communications Port	Optional Mate or Mate2 with RS232 Serial Communications Port
Network Cabling	Proprietary network system using RJ 45 Modular Connectors with CAT 5e Cable (8 wires)	Proprietary network system using RJ 45 Modular Connectors with CAT 5e Cable (8 wires)
Data Logging	Last 128 days of Operation - Amp Hours, Watt Hours, Time in Float, Peak Watts, Amps, Solar Array Voltage, Max Battery Voltage Min Battery Voltage and Absorb for each day along with total Accumulated Amp Hours, and kW Hours of production	Last 128 days of Operation - Amp Hours, Watt Hours, Time in Float, Peak Watts, Amps, Solar Array Voltage, Max Battery Voltage Min Battery Voltage and Absorb for each day along with total Accumulated Amp Hours, and kW Hours of production
Hydro Turbine Applications	Consult factory for approved Turbines	Consult factory for approved Turbines
Positive Ground Applications	Requires two Pole Breakers for switching both positive and Negative Conductors on both Solar Array and Battery Connections (HUB 4 and HUB 10 can not be used for use in positive ground applications)	Requires two Pole Breakers for switching both positive and Negative Conductors on both Solar Array and Battery Connections (HUB 4 and HUB 10 can not be used for use in positive ground applications)
Operating Temperature Range	Minimum -40° to maximum 60° C (Power capacity of the controller is automatically derated when operated above 40° C)	Minimum -40° to maximum 60° C (Power capacity of the controller is automatically derated when operated above 40° C)
Environmental Rating	Indoor Type 1	Indoor Type 1
Conduit Knockouts	One 1" (35mm) on the back; One 1" (35mm) on the left side; Two 1" (35mm) on the bottom	One 1" (35mm) on the back; One 1" (35mm) on the left side; Two 1" (35mm) on the bottom
Warranty	Standard 5 year / Available 10 Year	Standard 5 year / Available 10 Year
Weight	- Unit: 12.20 lbs (5.56 kg) - Shipping: 15.75 lbs (7.10 kg)	- Unit: 11.65 lbs (5.3 kg) - Shipping: 14.55 lbs (6.4 kg)
Dimensions	- Unit: 16.25" x 5.75" x 4" (41.3 x 14 x 10 cm) - (H x W x D) - Shipping: 21" x 10.5" x 9.75" (53 x 27 x 25 cm)	- Unit: 13.5 x 5.75 x 4" (40 x 14 x 10 cm) - Shipping: 18 x 11 x 8" (46 x 30 x 20 cm)
Options	Remote Temperature Sensor (RTS), HUB 4, HUB 10, MATE, MATE 2	Remote Temperature Sensor (RTS), HUB 4, HUB 10, MATE, MATE 2
Menu Languages	English & Spanish	English & Spanish
Certifications	ETL Listed to UL1741, CSA C22.2 No. 107.1	ETL Listed to UL1741, CSA C22.2 No. 107.1

*Specifications subject to change without notice



Main Office:
19009 62nd Avenue NE
Arlington, WA 98223 USA
Phone: (360) 435.6030
Fax: (360) 435.6019

European Office:
BARCELONA, España
Phone: +34.93.654.9568

www.outbackpower.com

Available From:



980-0016-01-00 REV B



SUNNY TRIPOWER 60

STP 60-10



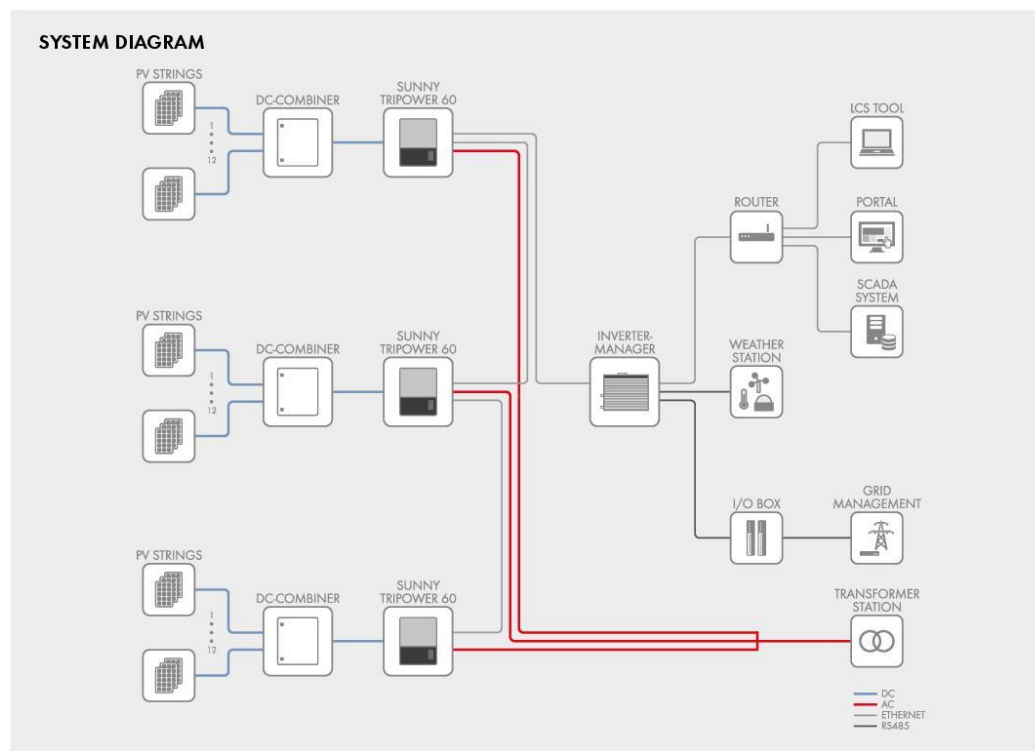
<p>Efficient</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximum efficiency of 98.8% • Superior power density: 60 kW with only 75 kg of weight 	<p>Reliable</p> <ul style="list-style-type: none"> • Superior PV system availability with 60-kW units • SMA Inverter Manager as central control unit 	<p>Flexible</p> <ul style="list-style-type: none"> • DC input voltage of up to 1000 V • Flexible DC solutions with customer-specific PV array combiner boxes 	<p>Innovative</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cutting-edge system design
--	---	---	---

SUNNY TRIPOWER 60

The Best of Two Worlds

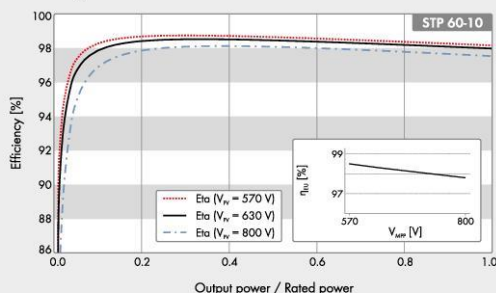
The new Sunny Tripower 60 is part of an innovative global system solution for commercial and industrial PV systems. This solution combines the advantages of a decentralized system layout with the benefits of centralized inverter designs in order to get the best of two worlds. High efficiency, flexible system design, easy installation, simple commissioning and low maintenance requirements contribute decisively to reducing the operating costs for the entire system.

SUNNY TRIPOWER 60



Technical Data	SMA Inverter Manager
Voltage supply	
Input voltage	9 to 36 Vdc
Power consumption	< 20 W
General data	
Dimensions (W/H/D)	160 / 125 / 49 mm (6.3 / 4.9 / 1.9 inches)
Weight	940 g (2 lbs)
Maximum allowed number of inverters	42
Degree of protection	IP21
Mounting	DIN top-hat rails or wall mounting
Operating temperature range	-40 °C to +85 °C (-40 °F to +185 °F)
Relative humidity (non-condensing)	5 % to 95 %
Interfaces	
PC user interface	ICS tool
Sensor interface / protocol	RS485 / Modbus RTU for SunSpec Alliance compatible weather station
Interface to inverter	1 Ethernet port (RJ45)
Interface for external network / protocol	1 Ethernet port (RJ45) / Modbus TCP, SunSpec Alliance
Interface to remote control	6 x DI via external SMA Digital I/O Box
Certificates and approvals (more available upon request)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1-07, EN 60950-1, EN 55022 Class A, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC Part 15, Subpart B Class A
SMA Inverter Manager type designation	IM-20
SMA Digital I/O Box type designation	IM-DIO-10

Efficiency Curve



● Standard features ○ Optional – Not available
Data of nominal conditions
Last revision: May 2018

Technical Data

Input (DC)

Max. generator power
Rated power (DC)
Max. input voltage
MPP voltage range (at 400 Vac / 480 Vac)
Min. input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)
Start input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)
Max. input current / max. short-circuit current
Number of independent MPP inputs/strings per MPP input
Rated DC input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)

Output (AC)

Rated power at nominal voltage
Max. apparent AC power
Max. reactive power
Nominal AC voltage
AC voltage range
AC power frequency/range
Rated power frequency/rated grid voltage
Max. output current (at 400 Vac / 480 Vac) / rated output current
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable
THD
Feed-in phases/connection phases

Efficiency

Max. efficiency / Euro-eta / CEC at 400 Vac / CEC at 480 Vac
--

Protective devices

Input-side disconnection point
Ground fault monitoring / grid monitoring
Integrated DC surge arrester / AC surge arrester
AC short-circuit current capability / galvanically isolated
All-pole sensitive residual-current monitoring unit
Protection class (as per IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)

General data

Dimensions (W/H/D)
Weight
Operating temperature range
Noise emission, typical
Self-consumption (at night)
Topology / cooling concept
Degree of protection (according to IEC 60529 / UL 50E)
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)

Features / function / accessories

DC connection / AC connection
Display
Data interface
Off-grid capable / PV-diesel capable
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years
Certificates and approvals (more available upon request)
* Does not apply to all national annexes of EN 50438
** Restricted (Note Manufacturer's Declaration)

Type designation

Sunny Tripower 60

90000 Wp
61240 W
1000 V
570 V to 800 V / 685 V to 800 V
565 V / 680 V
600 V / 720 V
110 A / 150 A
1 / 1 (split up in external combiner box)
630 V / 710 V

60000 W
60000 VA
60000 Var
3 / PE, 400 V to 480 V, $\pm 10\%$
360 V to 530 V
50 Hz / 44 Hz to 55 Hz
60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
50 Hz / 400 V
87 A / 72 A / 87 A
1 / 0 overexcited to 0 underexcited
$\leq 1\%$
3 / 3

98.8 % / 98.3 % / 98.0 % / 98.5 %

●
● / ●
Type II / type III + III (combined)
● / -
●
I / AC; III; DC; II

570 / 740 / 306 mm (22.4 / 29.1 / 12.0 inches)
75 kg (165.3 lb)
-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)
58 dB(A)
< 3 W
Transformerless / active
IP65 / NEMA 3R
4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
95 %

Screw terminal / screw terminal
Graphical
SunSpec Modbus TCP (via external SMA Inverter Manager)
- / ●
● / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012**, CEI 0-16, DEWA 2015, EN 50438*, G59/3, IEC 60068-2x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IECY N° 20751, NBR16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2015, R.D.661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, IORD4**, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105**, VFR 2014

STP 60-10

FLEXIBLE SYSTEM DESIGN

With Maximum Efficiency

The new SMA system solution consists of four components: highly efficient inverters, the flexible combiner boxes, the central SMA Inverter Manager and the LCS commissioning tool. It is precisely this systemized approach that makes the Sunny Tripower 60 so unique and guarantees a high level of performance along with maximum flexibility in system planning and design.

Sunny Tripower 60 inverters with impressive design

No other inverter weighing only 75 kg with an output of 60 kW offers this. With its compact design, the Sunny Tripower 60 requires little space, reduces on-site preparation work, simplifies installation and lowers maintenance costs.

Innovative system management with the SMA Inverter Manager

The SMA Inverter Manager is the central communications component and sole interface for controlling the entire system. It handles all the important inverter and system management functions for up to 42 inverters in one system (up to 2.5 MW). Based on Modbus TCP (SunSpec Alliance) Communication, it can be easily integrated into a larger communication system. Moreover, the SMA Inverter Manager provides grid management functions and exchanges data with the grid operator.

Easy commissioning with the LCS commissioning tool

The specially developed LCS tool (Local Commissioning and Service) makes commissioning easy, saves time and reduces costs. The inverter is configured by simply selecting the system-specific configuration files and then transmitting them to all inverters. Furthermore, by reading the status, current values and incidents at the inverter level can make troubleshooting and bug-fixing considerably easier.

External combiner box for flexible system design

The module strings are connected to the inverters using the external combiner boxes.* This allows the system to flexibly adapt to various regional standards and the generator configuration. This new design decisively contributes to reducing system costs.

* Different configurations can be delivered upon request

www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

S170610100011011020 SMA and Sunny Inverter are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Printed on FSC paper. All products and services described as well as technical data are subject to change, even for reasons of country specific deviations, at any time without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors. For current information, please visit www.sma-solar.com